

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



MODELO PARA LA EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL PERÚ

INFORME DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para optar el título profesional de:

INGENIERO MECÁNICO – ELECTRICISTA

HÉCTOR IVÁN CABEZAS FIGUEROA

Promoción 2000-I

LIMA – PERÚ

2003

*A tu ausencia que me da fuerzas y me acompaña. Padre
A tu presencia que ilumina mis días. Madre
A quien me ha dado todo. DIOS.*

ÍNDICE

| | Pag. |
|--|------|
| PROLOGO | 1 |
| CAPITULO I | |
| INTRODUCCION | 4 |
| 1.1. Objetivo | 8 |
| 1.2. Alcances | 8 |
| 1.3. Antecedentes | 9 |
| 1.4. Justificación | 10 |
| | |
| CAPITULO II | |
| ESTUDIO DE LOS PROYECTOS DE GASODUCTOS | 12 |
| 2.1. Características de los Proyectos de Gasoductos | 13 |
| 2.1.1. Estudio del Transporte del Gas | 13 |
| 2.2. Costo del Transporte del Gas Natural | 16 |
| 2.2.1. Costo de Transporte y la Localización | 17 |
| 2.2.2. Costo de Transporte y la Tecnología | 18 |
| 2.2.3. Relación entre la Compresión y el Diámetro del Ducto | 20 |
| 2.2.4. Costo de Transporte y la Capacidad de Transporte | 23 |
| 2.2.5. Costo de Transporte a lo largo del Ducto | 23 |
| 2.2.6. Costo de Transporte y la Presión de Operación | 24 |
| 2.3. Otros factores que afectan la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos | 25 |
| 2.3.1. Factores Económicos | 25 |
| 2.3.2. Factores Institucionales | 28 |
| 2.3.3. Factores Ambientales | 28 |
| | |
| CAPITULO III | |
| PROPUESTA DE UN MODELO DE EVALUACIÓN | 30 |
| 3.1. Estructura del Modelo | 32 |
| 3.2. Metodología para el Desarrollo del Modelo | 35 |
| 3.2.1. Módulo de Información | 36 |

| | |
|---|-----|
| 3.2.1.1. Estudio de Prefactibilidad | 37 |
| 3.2.1.2. Estudio de Factibilidad | 102 |
| 3.2.2. Módulo de Cálculo | 137 |
| 3.2.2.1. Indicadores de Viabilidad Económica | 137 |
| 3.2.2.2. Consideraciones en el Análisis Económico | 139 |
| 3.2.2.3. Flujo de Caja Económico Financiero | 144 |
| 3.2.2.4. Precio de Adquisición | 147 |
| 3.2.3. Módulo de Resultados | 149 |
| 3.2.3.1. Análisis de Resultados | 149 |
| 3.2.3.2. Análisis de Sensibilidad del Costo de Transporte | 150 |
| | |
| CAPITULO IV | |
| POTENCIALES PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL PERÚ | 153 |
| 4.1. Perfil de los Proyectos de Gasoductos en el Perú | 155 |
| 4.1.1. Oferta | 155 |
| 4.1.2. Demanda | 157 |
| 4.1.3. Potenciales Proyectos | 158 |
| 4.2. Evaluación de la Viabilidad de los Proyectos Gasoductos al Cusco, La Oroya, Chimbote, Marcona | 160 |
| 4.2.1. Módulo de Información | 162 |
| 4.2.2. Módulo de Cálculo | 215 |
| 4.2.2.1. Supuestos para la Evaluación | 216 |
| 4.2.2.2. Flujo Económico Financiero | 220 |
| 4.2.3. Módulo de Resultados | 222 |
| | |
| CAPITULO V | |
| PERSPECTIVAS DEL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL PERÚ | 224 |
| 5.1. Análisis FODA de los Proyectos de Gasoductos en el Perú | 224 |
| 5.1.1. Fortalezas | 224 |

| | |
|---|-----|
| 5.1.2. Oportunidades | 226 |
| 5.1.3. Debilidades | 228 |
| 5.1.4. Amenazas | 230 |
| CONCLUSIONES | 232 |
| RECOMENDACIONES | 237 |
| BIBLIOGRAFIA | 239 |
| ANEXOS | 242 |
| ANEXO N° 1 – Listado de tablas | 243 |
| ANEXO N° 2 – Listado de gráficos | 245 |
| ANEXO N° 3 – Glosario de Términos | 246 |
| ANEXO N° 4 – Costos de proyectos de gasoductos en la región sur del continente | 251 |
| ANEXO N° 5 – Consideraciones para a evaluación de proyectos de gasoductos y gnl | 256 |
| ANEXO N° 6 – Características referenciales del gas natural | 257 |
| ANEXO N° 7 – Proyectos de gasoductos futuros en el Perú | 258 |
| ANEXO N° 8 – Fórmulas para la determinación de condiciones medias | 259 |
| ANEXO N° 9 – Ecuaciones de flujo | 260 |
| ANEXO N° 10 – Factor de compresibilidad | 262 |
| ANEXO N° 11 – Cálculo de diámetros | 266 |
| ANEXO N° 12 – Cálculo de potencia de compresión | 270 |
| ANEXO N° 13 – Cálculo del espesor del ducto | 274 |
| ANEXO N° 14 – Determinación de especificaciones del ducto | 275 |
| ANEXO N° 15 – Cronograma de inversiones | 279 |
| ANEXO N° 16 – Flujo de caja económico financiero | 283 |
| ANEXO N° 17 – Análisis de sensibilidad del costo de transporte | 287 |
| ANEXO N° 18 – Costo de transporte respecto a la distancia | 288 |
| ANEXO N° 19 – Resumen de los costos de transporte de los proyectos | 292 |
| ANEXO N° 20 – Topología de los proyectos de gasoductos evaluados | 293 |

PRÓLOGO

El Proyecto Camisea es uno de los sueños más esperados por los peruanos debido a todos los beneficios que trae consigo su explotación y utilización. Actualmente el proyecto se encuentra en más de un 80% de avance de su construcción y se espera que su operación comience en Agosto del 2004.

El 09 de Diciembre del 2000 se firmaron los contratos del gas de Camisea para la Explotación, Transporte y Distribución de gas natural y líquidos del gas natural. Desde entonces y hasta la fecha se ha hablado mucho acerca del proyecto, acerca de la utilización del gas, de los beneficios, de las oportunidades pero sobre todo de la necesidad de hacer las cosas bien, bien en el sentido de aprovechar de la mejor manera este recurso nuestro, de que todas las metas y esperanzas que se tienen acerca de este proyecto se cumplan y que sobre todo el beneficio lo disfruten todos los peruanos ya sea que utilicen el gas, que reciban cánones, que se tengan tarifas de energía más bajas, que el estado recaude más, que el PBI se incremente, etc.

Una de las formas más eficientes de lograr todo lo anterior es que el consumo de gas se masifique – tenemos la experiencia de países vecinos – que en lo posible todos los peruanos tengan la posibilidad de acceder a este energético, pero para lo anterior se va a necesitar que se construyan redes

de transporte del gas en el Perú y que se fomente el desarrollo de los mercados consumidores de gas en las regiones del Perú.

Una de las tareas en la que se encuentra actualmente el Perú es la Regionalización y para que estas nuevas estructuras sean sostenibles en el tiempo es necesario que estas se conviertan en polos de desarrollo y que mejor que hacerlo con un energético barato y limpio.

Concientes de la gran importancia que representa el gran yacimiento de Camisea para nuestro desarrollo social y económico y la necesidad de masificar su consumo como una manera de alcanzar los beneficios esperados, es que se plantea este informe el cual se divide en seis capítulos que se resumen de la siguiente manera:

En el Capítulo I se presenta una breve introducción acerca de las oportunidades y situación actual de los proyectos de gasoductos en el Perú, así como el objetivo y los antecedentes y justificación del presente informe.

En el Capítulo II se realiza un estudio de los proyectos de gasoductos, las características técnico económicas que envuelven estos proyectos y los aspectos mas relevantes que determinan su viabilidad en base a la determinación del costo de transporte que es en sí el foco del estudio.

En el Capítulo III se desarrolla el modelo para la evaluación económica de estos proyectos, se estudian los módulos con los que cuenta. Se muestran

los criterios, consideraciones y etapas a seguir para la obtención de los datos que el modelo requerirá.

En el Capítulo IV se presentan los potenciales proyectos de gasoductos dentro del Perú y se evalúan utilizando el modelo desarrollado en el capítulo III. En este capítulo además se modela el Proyecto Camisea para la obtención de los precios de adquisición del gas necesarios para la evaluación de los proyectos. Al final se obtienen los precios finales del gas en estos centros de consumo evaluados.

En el Capítulo V se realiza un análisis FODA para reconocer las ventajas y barreras que los proyectos de gasoductos tienen en el Perú para su implementación. Se identifican las fortalezas, oportunidades, debilidades y ventajas.

Se presentan al final del informe algunas conclusiones acerca del modelo de evaluación propuesto y otras recomendaciones para los proyectos de gasoductos en el Perú.

Se presentan además anexos diversos que incluyen información utilizada y resultados obtenidos en el modelo de evaluación.

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

En un año aproximadamente los peruanos veremos concluido uno de los sueños mas esperados, Camisea.

Hasta ahora mucho se ha hablado de los beneficios que el gas trae consigo, beneficios sociales, ambientales, técnicos y estratégicos, sin embargo, alcanzar estos resultados nos va a tomar, a todos los peruanos, mucho trabajo y tiempo. Vemos en las experiencias de nuestros países vecinos que el desarrollo de una industria del gas y de una cultura de utilización de este energético ha necesitado de tiempo pero sobre todo del impulso de los involucrados en su desarrollo, por un lado los consumidores y por el otro las empresas concesionarias además del Estado como el órgano impulsador del desarrollo en base al fomento, la regulación y vigencia de normas claras en el tiempo.

El Gas de Camisea o puede exportarse o consumirse internamente. La primera opción implica la inversión en una infraestructura muy costosa, riesgo que el país no puede asumir, además estaríamos cayendo en el

mismo problema de nuestra industria netamente extractiva, solo venta de materia prima sin ningún valor agregado, sin embargo, hablar de exportación es hablar de grandes volúmenes y para el caso del Proyecto Camisea esto es beneficioso ya que es en sí un proyecto de líquidos (LGN).

La segunda opción, la del consumo interno del Gas de Camisea, nos permite mayores oportunidades, entre otras, las sociales como la creación de puestos de trabajos, el desarrollo de actividades generadoras de ingresos para las nuevas regiones entre otras, entre los aspectos técnicos la mejora de la eficiencia de los procesos y la posibilidad de fomentar una industria de manufactura de repuestos y accesorios para la industria del gas natural como se ha hecho en países vecinos, el tema ambiental es también un aspecto que se verá más desarrollado por la utilización de un combustible más limpio y además por la oportunidad de demostrar que en Perú se pueden realizar este tipo de proyectos respetando el medio ambiente. El aspecto estratégico sin embargo es uno de los más importantes dentro del desarrollo de la industria del gas, entre otros, por tres puntos importantes como:

La competitividad, actualmente se esta hablando del ATPDEA, de los acuerdos de libre comercio con Brasil, las posibles alianzas con España, es decir, de la apertura de los mercados externos para los productos peruanos, entonces es una necesidad ser competitivos y para lograr eso nuestra industria va a tener que cambiar muchos paradigmas y se va a tener que ser

agresivo con esto si se quiere aprovechar los beneficios que están allí esperando, para esto el gas natural es una buena opción para conseguir estos resultados ya que este trae consigo mejores eficiencias de los procesos y reducción de los costos de producción.

La Regionalización, como una de las metas mas importantes y pendientes del actual gobierno, siendo uno de los objetivos más importante, la creación de polos de desarrollo promoviendo una descentralización eficiente y eficaz y el desarrollo sostenible de estas regiones y que mejor que hacerlo con un combustible barato, procesos mas eficientes y oportunidades de negocios en actividades energéticas y no energéticas con la utilización del gas.

Dependencia Energética e Integración Regional, el ingreso del gas en nuestra matriz energética entre otras cosas permitirá que nuestra balanza comercial de hidrocarburos se torne positiva o por lo menos se reduzca la brecha existente rompiendo la dependencia respecto de los combustibles importados por el consumo de un energético de producción local como es el gas. Además la posibilidad de una integración gasífera es también un punto a considerar ya que nos permitirá no solo unir lazos históricos sino también ductos dentro de la región sumando sinergias para el desarrollo entre los países del cono sur.

Luego, el fomento del desarrollo del Proyecto Camisea debe darse por una combinación entre el consumo interno y la exportación para maximizar los beneficios esperados.

Actualmente, Perú cuenta con tres áreas geográficas de producción del gas natural bien definidas, sin embargo no cuenta con una industria del gas natural propiamente dicha. El proyecto Camisea es entonces el primer proyecto que permitirá la creación de una industria del gas en el Perú.

Es de esperar que en base a este primer proyecto se desarrolle un mercado del gas natural en Perú, Lima constituirá este primer mercado del gas pero es necesario también que se fomente el consumo del gas en otros lugares del Perú para poder gozar mejor de los beneficios que el gas traerá.

El precio final del gas en los centros consumidores será un indicador clave para la penetración del gas teniendo que ser este precio lo suficientemente competitivo con los precios de los combustibles corrientemente utilizados de la región a la que se desee transportar el gas, en ese sentido el modelo que presento permite la determinación de los costos asociados al transporte para poder estimar los precios finales del gas en una determinada región.

El informe que presento a continuación tiene entonces, en sus páginas, la intención de colaborar con esas metas de las que hice referencia anteriormente, tiene la intención de retribuir y contribuir con el Perú por todo lo que me dado y por todo lo que espero será.

1.1. Objetivo

1.1.1. Objetivo General

Estudio de los aspectos técnico – económicos mas relevantes en los proyectos de gasoducto, para en base a ese análisis proponer un modelo de evaluación de la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos en el Perú.

1.1.2. Objetivos Específicos

- 1) Determinación de los aspectos técnicos económicos que caracterizan a los proyectos de gasoductos.
- 2) Establecer los parámetros para la evaluación económica aplicables a los proyectos de gasoductos y los aspectos técnicos económicos que hacen viable un proyecto de gasoducto.
- 3) Determinación de la viabilidad de algunos proyectos potenciales en el Perú en base al modelo propuesto.
- 4) Describir las perspectivas que tienen los proyectos de gasoductos en el Perú.

1.2 Alcances

El modelo para la evaluación de la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos desarrollado en este informe es limitado, debido a que la información utilizada no es detallada por la simplicidad del modelo que no considera algunos aspectos como los comerciales ni los detalles específicos del proyecto como los derechos de vía, impuestos, regalías, cánones, pagos

diversos y métodos de financiamiento. Luego, la exactitud y calidad de los resultados del desarrollo de la evaluación de un determinado proyecto de gasoducto dependerá básicamente del nivel del estudio que se utilice en él.

Así, la manera de evaluación de este tipo de proyectos mostrada en este informe no es la única, ni pretende brindar datos decisorios, sino ser una herramienta para la obtención de mayor información sobre un proyecto en particular.

1.3 Antecedentes

Debido a en el Perú no existe una industria del gas natural propiamente dicha, no se tiene referencia de ningún proyecto de gasoducto dentro del Perú, excepto el Proyecto Camisea que se encuentra en fase de construcción.

Sin embargo, existen ya muchos kilómetros de gasoductos tendidos dentro de la región Sur de nuestro continente en países vecinos que ya tienen una industria del gas y una cultura de utilización de este energético ya desarrollada. Estos países tales como Argentina, Brasil, Bolivia, Chile y Colombia han comenzado el desarrollo de su industria hace algunas décadas atrás, generalmente como una manera de diversificar sus abastecimiento de combustibles y evitar la dependencia energética además de utilizar un combustible limpio, barato, abundante y de procesos eficientes.

Los proyectos de gasoductos en general envuelven grandes inversiones y por lo tanto altos riesgos de inversión, estos proyectos se han desarrollado para el aprovisionamiento dentro del país propietario del gas o para la exportación del gas a países vecinos. Debido a lo anterior, se puede ver en las experiencias de estos países que los aspectos de financiamiento e institucionales han sido decisivos para el desarrollo de estos proyectos.

Existe un hecho común entre los países que tienen desarrollada ya una cultura del gas, esta es que cuando el gas llegó creó demanda, pero fue necesario también el impulso de los sectores involucrados tanto estatal como privado.

1.4 Justificación

El desarrollo de una cultura de gas dentro del país es una tarea de interés nacional debido a los beneficios que esta trae. Así, el fomento de la utilización del gas vía sustitución de combustibles de uso corriente o por el aprovechamiento de negocios debe representar un norte a seguir.

Dentro del marco de la integración regional existen anteproyectos técnicos para la interconexión de redes de gasoductos entre países para el libre comercio del gas natural fomentándose el desarrollo de la región como un todo, uniendo sinergias y lazos históricos.

En el Perú se viene realizando el Proyecto Camisea, el cual permitirá abastecer de gas natural a nuestro mercado interno y permitir la exportación,

sin embargo mucho se tendrá que hacer para el desarrollo de nuestro mercado, uno de los primeros pasos será la descentralización de los focos intensivos en consumo de energía los cuales representan los potenciales nichos de mercado para el gas natural y que debido a la centralización se encuentran la mayor parte de ellos en Lima.

La Regionalización es una de los proyectos mas esperados por los peruanos y representará una gran oportunidad para el fomento del desarrollo de una industria del gas eficiente y descentralizada, así la posibilidad de evaluar una determinada región como potencial consumidor de gas es una de las primeras tareas a realizar para ver la viabilidad de transportar gas a esa determinada región.

Cuando nos refiramos en este informe a Región, estaremos refiriéndonos a un determinado punto o región geográfica que por sus condiciones es o puede convertirse en un polo de desarrollo y significar la puerta de acceso para otros futuros polos de desarrollo dentro de su zona de influencia.

Entonces Región representará el área geográfica de influencia para el proyecto pudiendo estar dentro en un departamento o ser más de uno.

El presente informe pretende entonces mostrar de una manera sencilla los aspectos que se deberán considerar para la evaluación de estos proyectos enmarcados dentro de la realidad peruana.

CAPITULO I

INTRODUCCION

En un año aproximadamente los peruanos veremos concluido uno de los sueños mas esperados, Camisea.

Hasta ahora mucho se ha hablado de los beneficios que el gas trae consigo, beneficios sociales, ambientales, técnicos y estratégicos, sin embargo, alcanzar estos resultados nos va a tomar, a todos los peruanos, mucho trabajo y tiempo. Vemos en las experiencias de nuestros países vecinos que el desarrollo de una industria del gas y de una cultura de utilización de este energético ha necesitado de tiempo pero sobre todo del impulso de los involucrados en su desarrollo, por un lado los consumidores y por el otro las empresas concesionarias además del Estado como el órgano impulsador del desarrollo en base al fomento, la regulación y vigencia de normas claras en el tiempo.

El Gas de Camisea o puede exportarse o consumirse internamente. La primera opción implica la inversión en una infraestructura muy costosa, riesgo que el país no puede asumir, además estaríamos cayendo en el

2.1 Características de los Proyectos de Gasoductos

Como se dijo anteriormente el tamaño de este tipo de proyectos estará limitado por el tamaño del gasoducto y por la cantidad de estaciones de compresión que se instalarán en el trayecto del tendido del gasoducto, esta cantidad de estaciones de compresión dependen indirectamente de la geografía que atraviesa el trazado del gasoducto.

2.1.1 Estudio del Transporte del Gas

Los mercados del gas difieren de muchos de los otros mercados de commodities en diversas maneras, aunque existen semejanzas con otras industrias de redes. La característica crítica de muchos de los mercados del gas es el costo y la naturaleza del transporte, el traslado del gas desde los centros de producción hasta los puntos de uso final es altamente intensivo en capital, relativamente mas caro que el costo del commodity en si mismo y caracterizado por presentar importantes economías de escala.

El transporte de gas a través de ductos es considerado, en muchos de los casos, como un monopolio natural, particularmente en la etapa de distribución local. Además, el transporte de gas natural implica que la empresa interesada en invertir tendrá que realizar cuantiosas y específicas inversiones. Pueden definirse como "inversiones específicas" aquellas en las que los activos utilizados no pueden ser asignados a usos alternativos sin sacrificar su valor productivo.

Los gasoductos propiamente dichos, poseen dos características en su estructura de costos que lo definen como otras infraestructuras de redes, estas son: *Las Economías de Escala y Los Costos Hundidos*.

❖ **Monopolio Natural**

Se dice que en la producción de un bien existe monopolio natural cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola firma es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión, a un costo menor o igual al que tendrían a dos o más firmas. Las actividades de abastecimiento de energía que requieren mas o menos conexiones permanentes con las premisas de los clientes, tales como el transporte y la distribución del gas por ducto o la transmisión de electricidad, son ampliamente reconocidas como monopolios naturales.

La existencia de monopolio natural depende del rango de economías de escala en relación al tamaño de la demanda del mercado. En particular, un monopolio natural existe en la producción de un bien solo si las economías de escala existen en un rango de producto suficientemente grande en relación a la demanda.

❖ **Economías de Escala**

Las economías de escala existen cuando los costos medios de producción decrecen a medida que la producción aumenta. Si la función de costos tiene

costos medios decrecientes (tiene economías de escala) para un rango de producción determinado, entonces es sub-aditiva para todo el rango de producción determinado.

❖ **Costos Hundidos**

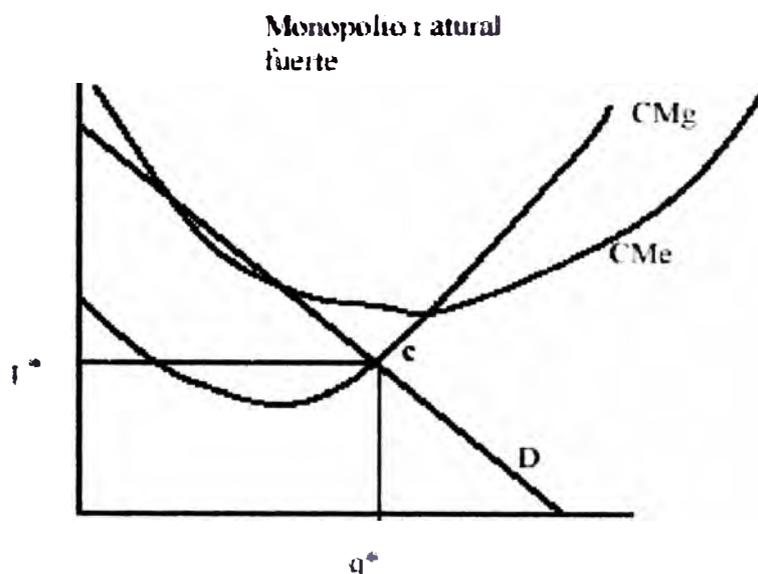
Corresponden a aquellos costos que no pueden ser evitados por la firma durante algún periodo de tiempo, aún si esta no produce, no representan costos de oportunidad para la firma una vez que han sido realizados. La existencia de costos hundidos por parte del monopolista introduce una ventaja frente al potencial entrante.

La empresa considera sus costos hundidos cuando decidir salir, pero los ignora si decide cerrar.

Los costes hundidos son costes que ya se han comprometido y no pueden recuperarse. Porción del costo fijo que no se puede recuperar y que no pueden ser evitados una vez que se asumen (costos hundidos).

En los mercados de estas características la competencia potencial es prácticamente inexistente debido a la especificidad de las inversiones requeridas para el sector. En efecto, que la inversión sea específica supone que una vez que ha ingresado en el mercado el nuevo competidor, no podrá recuperar la inversión que hizo en activos específicos en caso de verse obligado a salir del mismo, porque tales activos son inutilizables en otros sectores. Esto se conoce como "costos hundidos" o "costos no recuperables". Por esta razón, es que la especificidad de los activos se constituye en una poderosa barrera a la entrada al mercado.

Gráfico N°1 - Curva de Monopolio Natural



Referente a esta etapa del transporte del gas natural, es importante poder determinar la dimensión de esta o la cantidad de líneas necesarias según los requerimientos de la demanda actual y futura.

2.2 Costo de Transporte del Gas Natural

Los proyectos de gas en el mundo son intensivos en inversión y por lo tanto llevan consigo altos riesgos de inversión, es así que no solo basta asegurar las reservas sino también el consumo final para poder amortizar las inversiones aguas arriba en el desarrollo de los yacimientos y la infraestructura de transporte. Es por ello que los contratos son de largo plazo y en muchos casos de tipo "Take or Pay". Pero además es necesario que los inversionistas se sientan seguros en un marco legal estable en el tiempo. Al menos los riesgos no comerciales de estos proyectos deberían ser protegidos.

Entonces el costo del transporte será el foco del estudio, debido a que este forma parte del precio final del gas y es quien le da cierta rigidez a este precio final ya que es un cargo fijo que se debe pagar.

2.2.1 Costo de Transporte y la Localización

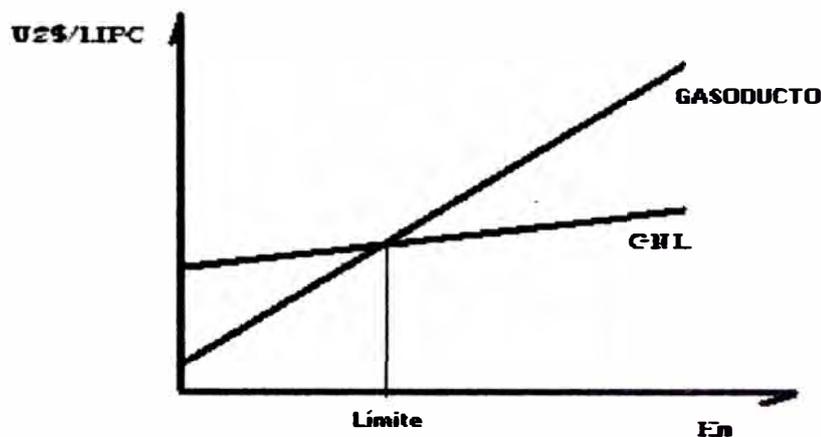
El desarrollo de los proyectos de gas natural requiere grandes inversiones para el desarrollo de la infraestructura involucrada. Existen dos tipos de comercio dependiendo del modo de transporte y la distancia, estos son, el comercio por gasoducto y el comercio por gas natural licuado (GNL).

Los costos de los proyectos de GNL incluyen la construcción de plantas de licuefacción, los barcos metaneros y las plantas de regasificación. La viabilidad económica de las plantas de licuefacción y regasificación está determinada por la producción anual y los picos de oferta. Los costos de transporte son más dependientes de la distancia. A diferencia de los proyectos de GNL, los proyectos de gasoductos no necesitan de plantas de licuefacción ni de plantas de regasificación. La cantidad de la inversión para la construcción de los gasoductos es el mayor determinante de la viabilidad económica de estos proyectos.

Los precios de boca de pozo tienen también un impacto significativo en la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos. Asumiendo un mismo precio en boca de pozo, la distancia entre el campo de producción y los mercados de consumo pueden determinar el tipo de comercio. Así, si la distancia de transporte está por encima de un límite, un proyecto de GNL

será económicamente viable, este límite está determinado en primera instancia por la localización, el cual es el primer factor a considerar, y generalmente varía entre los 2,500 y 5,000 kilómetros dependiendo de la localización.

Gráfico N° 2 – Costo de transporte respecto al modo de transporte



Entonces, como hemos visto el transporte del gas natural envuelve grandes inversiones ya sea por ductos o por GNL, sin embargo es de esperar que estos costos disminuyan con el transcurso del tiempo, gracias a la maduración de la tecnología, el desarrollo de los mercados, el gran aumento de la demanda y diversos factores, teniendo presente que la localización será el primer determinante de estos costos.

2.2.2 Costo del Transporte y la Tecnología

El funcionamiento y productividad de las tecnologías se incrementan tanto como la organización y sus individuos ganan experiencia.

Respecto a la tecnología utilizada en el desarrollo de los proyectos de gasoductos se puede observar que los costos han tenido una reducción, debido entre otras cosas a que la tecnología ha ido madurando con el paso del tiempo. Este comportamiento se puede visualizar mejor en los proyectos "Offshore" que en los "Onshore".

Gráfico N° 3 – Comportamiento de los costos medios respecto al tiempo.

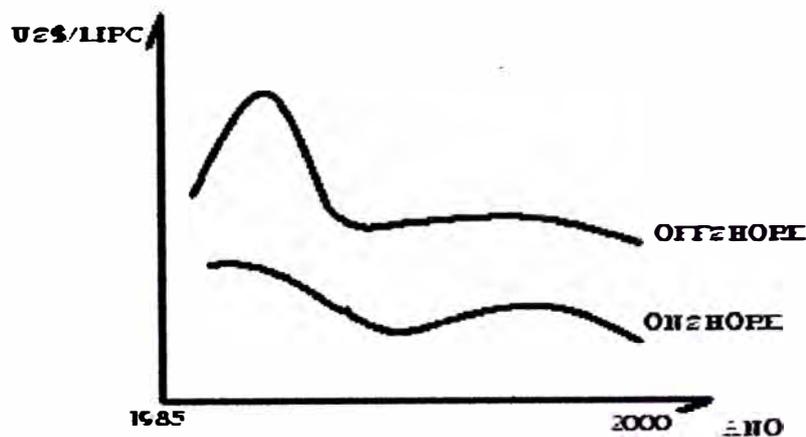
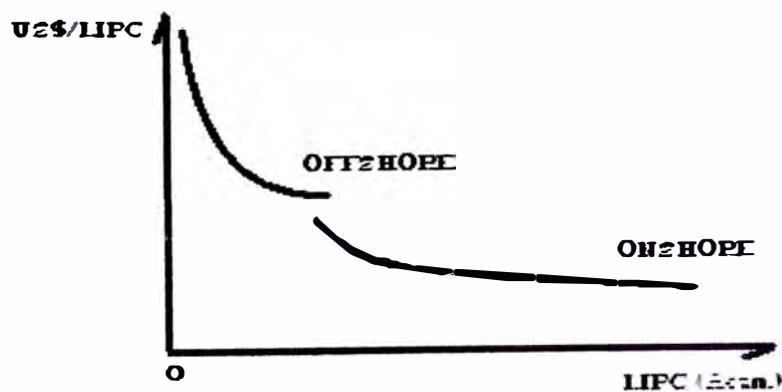


Gráfico N° 4 – Comportamiento de los costos respecto a la capacidad acumulada.



En las últimas décadas el desarrollo tecnológico, el mejoramiento de las prácticas de gestión y métodos de financiamiento y el desarrollo de sistemas de diseño y optimización de los proyectos y procesos han reducido en forma sustancial los costos en el *Upstream* y *Downstream*.

Sin embargo, a pesar de los desarrollos tecnológicos, el transporte de gas natural no ha mostrado mayor adelanto tecnológico durante las últimas décadas, lo cual se puede explicar por el concepto de “aprendizaje”, el cual indica que cuando más tiempo una tecnología ha estado en operación, menores serán las reducciones de los costos asociados a la tecnología. Esto se puede apreciar en la construcción de los gasoductos *Onshore* los cuales tienen ya una tecnología bastante madura. Otra explicación surge del alcance de la teoría del “aprendizaje” la cual ha sido desarrollada para productos estandarizados. La construcción de los gasoductos no está completamente estandarizado debido a que como dijimos anteriormente está influenciada grandemente por su localización.

2.2.3 Relación entre la Compresión y el Diámetro del Ducto

Considerando una trayectoria definida para un gasoducto en particular, esto es, una longitud constante, la capacidad de transporte de gas natural dependerá entonces del diámetro del ducto y de la presión de operación del ducto (esta presión está relacionada directamente con la potencia y/o cantidad de estaciones de compresión). Así, se puede construir la siguiente relación para la capacidad:

$$Q = kD^n R^m$$

Fuente: Características Transporte Gas Natural. Ricardo Raineri –PUC Chile.

Donde:

Q: Capacidad de Transporte.

k: Factor Propio del Sistema Evaluado.

D: Diámetro del Ducto.

R: Relación entre la cantidad de estaciones de compresión y la longitud total del Ducto.

n y m: Constantes ($n > 1$; $0 < m < 1$)

Entonces, de la ecuación anterior, si consideramos un diámetro constante, la capacidad del gasoducto podrá incrementarse con el ingreso de una nueva estación de compresión o por la construcción de un “Loop” en el ducto existente, esto estará determinado o limitado por el diseño del gasoducto y el nivel de la capacidad que se desee transportar.

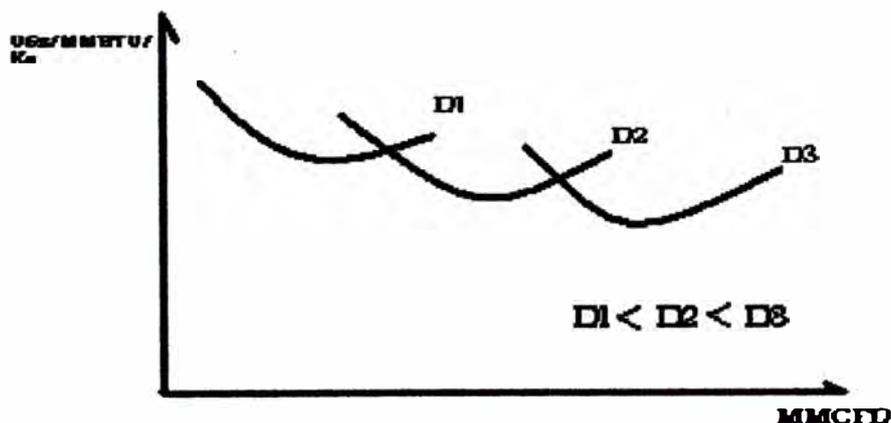
El ejercicio anterior también se puede realizar tomando como constante el número de estaciones y el diámetro variable, sin embargo, una vez construido el gasoducto, el diámetro permanece constante dejando de ser una variable dentro de la ecuación pudiéndose aumentar la capacidad solo con el aumento de las estaciones de compresión o con la construcción de un Loop para el ducto como se anotó anteriormente.

Luego, se puede inferir que debido a la naturaleza compresible del gas natural, la economía del transporte de gas natural es sensitiva en la manera en el cual las estaciones de compresión son diseñadas. Así, existe un

óptimo económico entre la potencia de compresión utilizada y la longitud del gasoducto.

Entonces, cuando un gasoducto es subdimensionado en potencia de compresión, este estará siendo utilizado en forma ineficiente. Pero cuando mayor compresión es adicionada al sistema (siempre y cuando la demanda este por debajo de la capacidad de diseño), los costos unitarios tenderán a disminuir debido a que la eficiencia del proceso se incrementa. Sin embargo, en algún punto de la adición de mayor compresión, la capacidad no se incrementará tan rápido como se incrementan los costos (Sobrepotenciamiento del gasoducto).

Gráfico N° 5 – Efecto en los costos de Transporte por la adición de potencia de compresión



Vemos del grafico anterior de los costos de transporte que existe una zona en la que estos costos disminuyen con el aumento de la capacidad de transporte, pero esto solo hasta un cierto punto en el que los costos

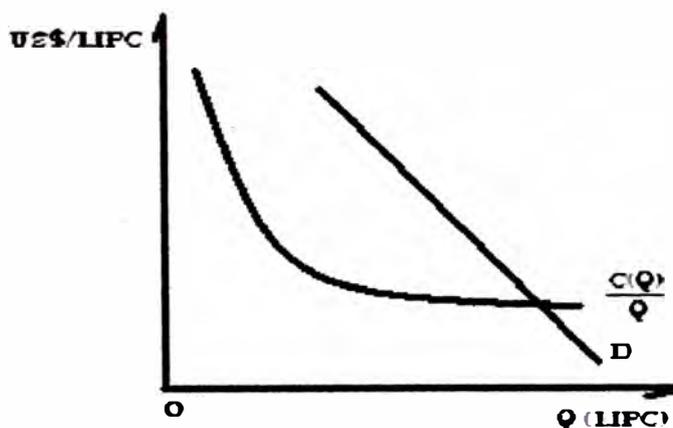
comienzan a aumentar y en este punto el operador del ducto evaluará el ingreso de mas potencia de compresión o la construcción de un loop.

Entonces vemos que un buen conocimiento del comportamiento de la demanda futura y un buen diseño del ducto y la potencia de compresión harán que el dimensionamiento del sistema sea el económicamente óptimo.

2.2.4 Costo de Transporte y la Capacidad de Transporte

Debido a las economías de escala y las características propias del transporte del gas, los costos de transporte se ven influenciados en gran manera por cantidad de gas que transportado.

Gráfico N° 6 – Curva del monopolio natural fuerte

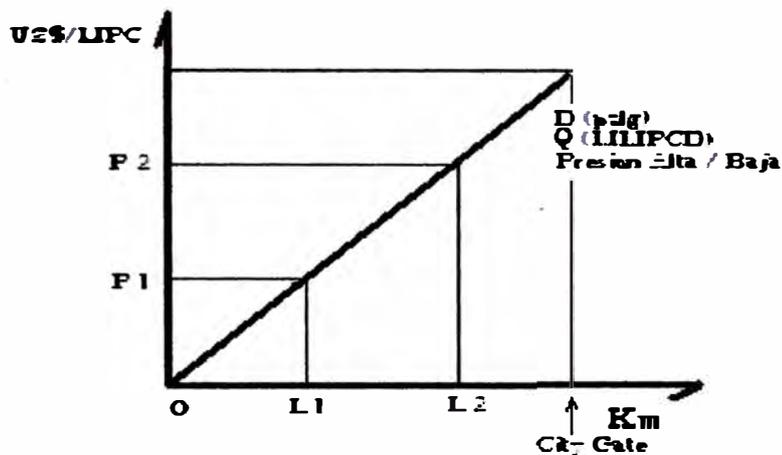


2.2.5 Costo de Transporte a lo largo del Ducto

El traslado de una determinada cantidad de gas sobre una parte de la infraestructura de transporte tiene vinculado un determinado costo, es decir estamos hablando de un precio variable del servicio dependiendo de la distancia sobre la cual el gas a sido transportado y este costo esta referido a

las inversiones en infraestructura, gastos de operación y mantenimiento, pagos diversos, etc. Esta herramienta nos permite realizar la observación del costo de transporte en cualquier lugar de la red o en cualquier equipo y permitir asignar costos a lo largo del ducto.

Gráfico N° 7 – Costo variable respecto a la distancia



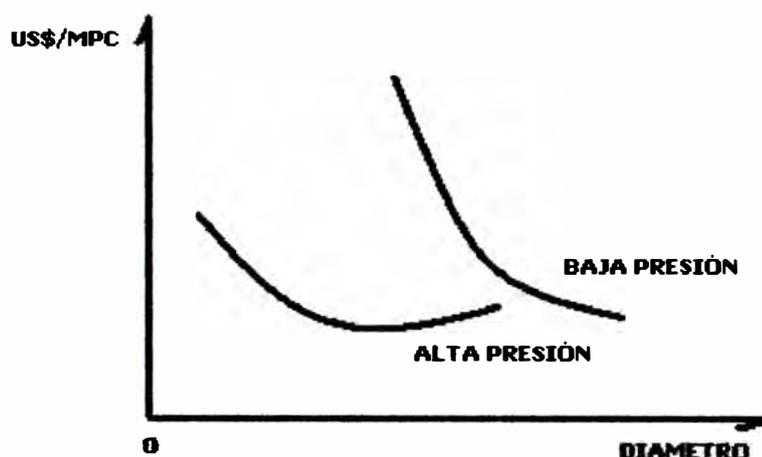
2.2.6 Costo de Transporte y la Presión de Operación

Como hemos dicho anteriormente, los avances tecnológicos han permitido que los costos de transporte se hayan reducido en las últimas décadas.

Es así que la utilización de mayores presiones de operación en los sistemas de transporte ha permitido el uso más eficiente de la infraestructura permitiendo la reducción de los costos de transporte. Esta mayor presión de operación esta asociada a la utilización de mejores materiales de construcción con mayores diámetros del ducto capaces de soportar mejor las condiciones de operación además del mejor uso de los procesos de construcción en base a estándares de seguridad.

El mayor gasto ocasionado por el uso de materiales de mejor calidad se compensa con la eficiencia del proceso de transporte.

Gráfico N° 8 – Costo de transporte asociados a la presión de operación



2.3 Otros Factores que afectan la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos

Existen numerosos factores que afectan la viabilidad económica de los proyectos de gasoductos. Ellos pueden ser clasificados como económicos (de mercado), institucionales, y ambientales.

2.3.1 Factores Económicos

Los factores de mercado también son importantes y preguntas tales como financiamiento y la medida en que los proyectos de gasoductos representan viabilidad económica respecto a otras tecnologías de transporte tendrán que ser hechas. Sin embargo, responder a estas preguntas envuelve grandes incertidumbres. Elementos claves son el precio de penetración del gas, el

cual deberá competir con sus sustitutos inmediatos de utilización corriente, y la tasa de interés de la deuda.

❖ Precio Competitivo

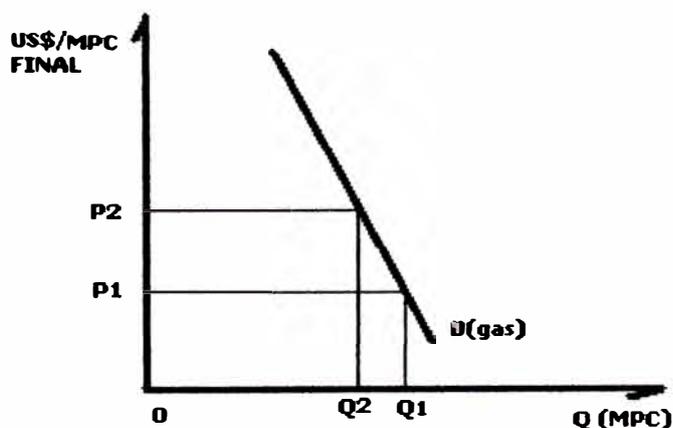
El precio final del gas debe ser lo suficientemente competitivo con sus combustibles sustitutos de uso corriente.

Cuanto mayor es el grado de sustitución entre dos productos, más elástica es la curva de demanda de ambos bienes.

Los precios finales del gas natural son menos volátiles que los del petróleo, aunque siempre se ve influenciada por él, debido a que el precio final del gas tiene un cargo fijo que pagar (el correspondiente a la infraestructura de transporte). Se debe de recordar que el costo final es la suma del precios de adquisición, mas el del transporte y la distribución.

La demanda del gas es relativamente inelástica a las variaciones de precios en el corto plazo, pero puede ser más sensitiva con el transcurso del tiempo.

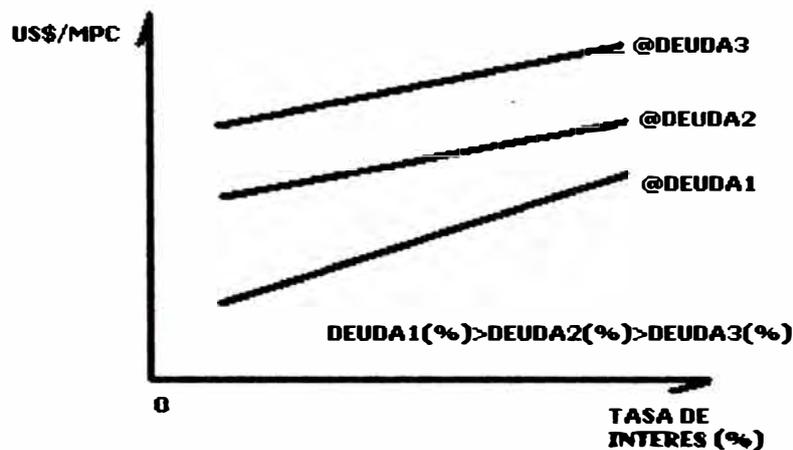
Gráfico N° 9 – Curva de inelasticidad relativa del gas



❖ Tasa de Interés

La tasa de interés representa el costo que hay que pagar por el uso del capital ajeno, está condicionado por el monto del préstamo, la fuente de los recursos financieros utilizados, destino del préstamo, ubicación de la empresa y a la prioridad asignada a la actividad industrial.

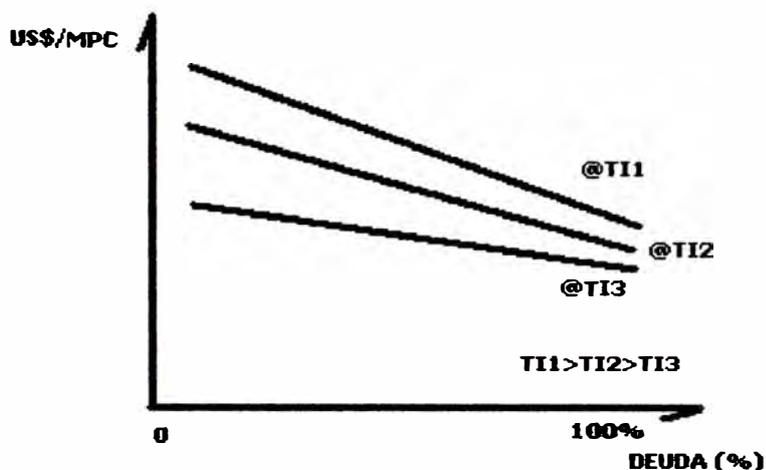
Gráfico N° 10 – Costo de transporte respecto a la tasa de interés



❖ Financiamiento – Margen de Deuda

Debido al desarrollo de los proyectos de gasoductos son intensivos en capital en la primera etapa de su desarrollo, los costos del financiamiento y las estructuras financieras influyen de gran manera la viabilidad económica de estos proyectos. Así, las mejores condiciones de financiamiento tienen los costos de transporte más bajos. Por consiguiente, el desarrollo de estos proyectos en una manera económicamente eficiente requerirá de técnicas de manejo financiero para minimizar los riesgos.

Gráfico N° 11 – Costo de transporte respecto al margen de deuda



2.3.2 Factores Institucionales

Los factores institucionales incluyen los tratados de protección de las inversiones, convenios de estabilidad tributaria, mecanismos de resolución de controversias, garantías para la repatriación de los beneficios y armonización de los estándares técnicos. Estos son prerequisites que tienen que ser analizados antes de realizar cualquier inversión.

2.3.3 Factores Ambientales

Las políticas ambientales están fomentando el consumo del gas natural lo cual está trayendo incentivos para la inversión en tecnologías más limpias y eficientes. La aparición y desarrollo de los ciclos combinados es la generación de energía eléctrica es un ejemplo de ello.

Además el tema ambiental ha tomado gran realce las últimas décadas siendo en la actualidad uno de los grandes requisitos para los proyectos,

mas aún si estos son de gran envergadura y desarrollados en zonas ambientalmente sensibles, tal es el caso del Proyecto Camisea. Así, el respeto al medio ambiente puede definir el apoyo financiero de las grandes entidades prestadoras de capital.

CAPITULO III

PROPUESTA DE UN MODELO DE EVALUACIÓN

En este capítulo desarrollaremos el modelo para la evaluación económica teniendo como premisas los factores más relevantes para la viabilidad de los proyectos de gasoductos tomando como eje central de nuestro análisis el costo de transporte.

La evaluación de los proyectos se inicia con la conceptualización del mismo para luego perfilarlo y evaluarlo. Así, la evaluación de los proyectos se transforma en una herramienta necesaria para la estimación de los beneficios y/o riesgos que envuelve un proyecto en particular considerando todos los factores que afectan la viabilidad de los mismos.

Se pueden diferenciar dos etapas marcadas en la evaluación de los proyectos en general, estas son la etapa de preinversión y la etapa de inversión.

En la fase de Preinversión se desarrollan los estudios que intentan demostrar la viabilidad de la inversión.

La fase de la Inversión esta referida al desarrollo del proyecto en sí, aquí se desarrollan los estudios definitivos y la puesta en marcha del proyecto.

Dentro del desarrollo del modelo para la evaluación económica consideraremos una metodología particular para la evaluación de la viabilidad de los proyectos de gasoductos. El desarrollo de esta metodología seguirá las fases generales de la evaluación de proyectos en la etapa de preinversión, es decir, se mostrarán las consideraciones para el desarrollo de un estudio de prefactibilidad y/o un estudio de factibilidad según sea el caso. Se debe entender que todo proyecto en su etapa de preinversión no necesariamente tiene que pasar por las dos fases anteriormente descritas. Esto último depende de la cantidad de los recursos y tiempo asignados para esta etapa de la evaluación y de los riesgos asociados al tipo de proyecto.

El modelo que se presenta asume ingresar datos tales como las inversiones y los gastos de operación, el horizonte de evaluación, tasas de interés, el nivel de financiamiento (deuda), etc. Los cuales se obtendrán de los estudios previos de Prefactibilidad o Factibilidad según sea el caso, esta fase corresponderá al módulo de información.

Los resultados obtenidos bajo los criterios desarrollados en el modelo de evaluación representarán entonces un instrumento de decisión que determinará si un proyecto es rentable o no. Sin embargo, la metodología no debe ser tomada como decisional, ni como la única forma de evaluar este tipo de proyectos, sino más bien como una manera de obtener más información para la toma de decisiones. Lo realmente importante es poder plantear supuestos válidos en base a antecedentes que hayan sido

sometidos a comprobación. Estos supuestos deben estar acordes con la realidad misma del marco en la que el proyecto se realizará.

3.1 Estructura del Modelo

El modelo propuesto está estructurado en tres módulos, siendo estos tres:

Módulo de Información

Módulo de Cálculos

Módulo de Resultados

Módulo de Información

Este módulo comprende la elección y/o recolección de los datos técnicos económicos obtenidos en base a las fuentes de información que pueden ser primarias o secundarias dependiendo del nivel de estudio considerado.

Las fuentes de información secundarias son conocidas también como fuentes de segunda mano debido a que la información que contienen no son específicas para los propósitos del proyecto que se este evaluando. Las fuentes de información primaria o de primera mano si presentan información obtenida para los propósitos del proyecto evaluado, y generalmente resultan de evaluaciones directas.

Se entiende que para la elección y la recolección de los datos que se requerirán primero se ha debido de conocer con certeza cual es el objetivo de la evaluación y de los resultados que se esperan obtener.

En este módulo se ingresarán algunos supuestos tales como informaciones técnicas y económicas del mercado a evaluar, así como los costos de inversión y operación de la infraestructura de transporte.

❖ **Módulo de Cálculos**

En este módulo se realizarán los cálculos económicos para la determinación de la viabilidad del proyecto utilizando toda la información anteriormente obtenida y/o calculada. Así, este módulo arrojará resultados a un nivel de prefactibilidad o de factibilidad.

Estos cálculos permitirán determinar los indicadores de rentabilidad económica del proyecto calculadas en base a una tarifa de transporte durante toda la vida del proyecto. Estas tarifas permitirán al inversionista del transporte recuperar sus costos, incluyendo el costo de capital.

Para la obtención de los resultados se asumirán algunos supuestos que resulten de las condiciones actuales del mercado y/o industria del gas, tales como las tasa de interés, los tipos de pagos de la deuda, la depreciación, el horizonte del proyecto, etc.

La presentación de todos estos valores se presenta en un flujo de caja utilizando una hoja de cálculo para la confección del modelo (MS Excel). Para ello, en la hoja, se deberán colocar las inversiones y los gastos requeridos en el periodo de la operación del gasoducto en un cuadro de

flujos de gastos del proyecto considerando todos los otros factores que influyen el proyecto.

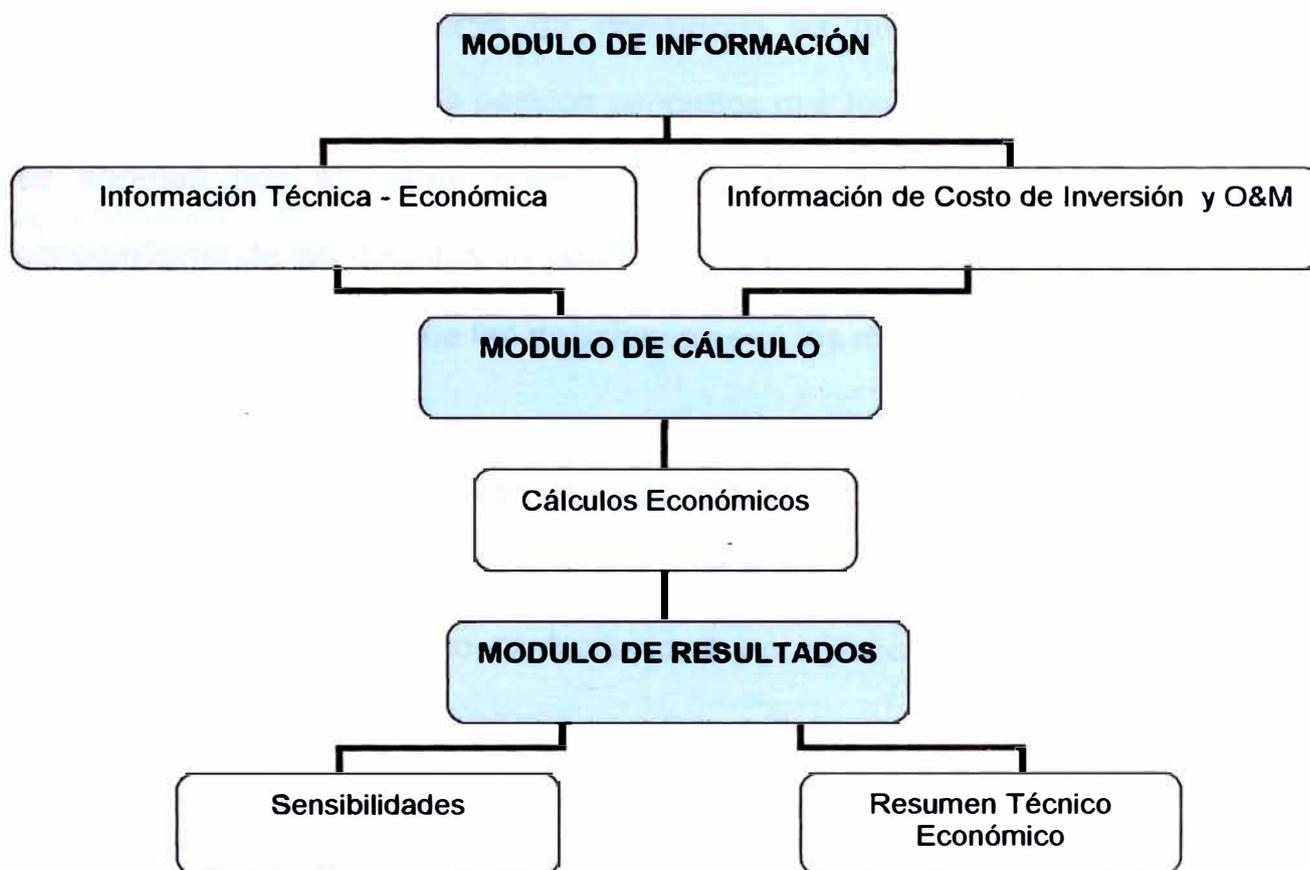
❖ **Módulo de Resultados**

En este módulo se presentarán los resultados del proyecto, los que deberán contener las principales variables de la evaluación, así como los indicadores de rentabilidad, las tarifas de transporte y los costos finales para el gas.

Los datos que se tienen hasta el módulo anterior han sido determinados en base a estimaciones razonables de los parámetros más relevantes dentro de este tipo de proyecto, sin embargo siempre habrá incertidumbre acerca de los valores que estos tendrán en el proyecto real. Con el fin de evaluar el impacto de los cambios en los parámetros base, se deberá realizar un análisis de sensibilidad.

Estos escenarios planteados deberán concordar con las situaciones que podrían darse en la fase de inversión u operación del proyecto tales como cambio de la infraestructura, aumento de caudal, variaciones en la economía, en los costos en general, etc.

Gráfico N° 12 – Esquema general de la estructura del modelo



3.2 Metodología para el Desarrollo del Modelo

La metodología de trabajo que se presenta a continuación muestra una serie de consideraciones particulares necesarias para una evaluación de los proyectos de gasoductos desarrollando algunas consideraciones que se deberán tener en cuenta en cada etapa de evaluación de cada módulo.

3.2.1 Módulo de Información

Lo importante para la toma de decisiones es que esta se encuentre cimentada en antecedentes básicos concretos que hagan que las decisiones se adopten con el menor riesgo posible teniendo en cuenta el pleno conocimiento de las distintas variables que afectan al proyecto, partiendo de esta premisa se espera que las decisiones sean las mejores posibles.

En este módulo se presentarán algunas consideraciones a tener en cuenta para la evaluación de la información obtenida tanto de un estudio de prefactibilidad como de uno de factibilidad, pero debe quedar claro que el módulo de información se evaluará para un nivel de estudio a la vez.

❖ Estudio de Prefactibilidad

Se presentará el estudio de prefactibilidad en forma de una metodología que permita obtener los datos que requerimos para el desarrollo del modelo de evaluación. Debe tenerse presente que los datos obtenidos provendrán en la gran mayoría de los casos de fuentes secundarias de información y los resultados serán obtenidos en base a esta información.

❖ Estudio de Factibilidad

Si el estudio de prefactibilidad mostró buenos resultados, se pasará a un estudio mas profundo de los aspectos considerados para el proyecto. Generalmente la información obtenida en este nivel de estudio provienen de

fuentes primarias, así, los resultados descansan sobre un base más sólida respecto a la incertidumbre del riesgo. Se debe tener presente que no siempre un estudio de prefactibilidad precede a un estudio de factibilidad, además los resultados de este estudio si bien son más confiables no siempre es suficiente para la toma de decisiones, pero si constituyen fuente de mayor información.

A continuación desarrollaremos algunos criterios requeridos en las fases de prefactibilidad y factibilidad de los proyectos de gasoductos en el Perú, dentro del módulo de información. Así, con este modelo podremos evaluar un determinado proyecto a un nivel de prefactibilidad o a uno de factibilidad dependiendo de la información que se haya ingresado al modelo.

3.2.1.1. Estudio de Prefactibilidad

En esta fase se plantean las diversas alternativas posibles para el desarrollo del proyecto, teniendo en cuenta diversos parámetros técnico – económicos de la información disponible sobre la idea del proyecto a ejecutar. Generalmente en esta fase se encuentran posibles configuraciones para la infraestructura del ducto y las estaciones de compresión a instalar y se realizan distintos dimensionamientos básicos. Si se encuentra que el proyecto presenta viabilidad técnica y económica, se pasa a la siguiente etapa.

Este estudio se basa principalmente en información de fuentes secundarias , las que permiten definir con cierta aproximación las variables principales referidas al mercado, a las alternativas técnicas y a la capacidad financiera de los inversionistas. En términos generales se estiman las inversiones probables, los costos de operación y los ingresos que demandará y generará el proyecto.

Fundamentalmente, esta etapa se caracteriza por descartar soluciones con mayores elementos de juicio respecto a evaluaciones preliminares como el estudio de perfil del proyecto, aunque sigue siendo una investigación basada en información secundaria, no demostrativa.

Esta etapa de la evaluación no representa la mejor forma de medición de las variables que se desean cuantificar (proyección de la demanda, tasa de recupero de la inversión, etc.). Pero representa un proceso de selección de alternativas.

El resultado de este estudio permitirá la recomendación de su aprobación, su continuación a niveles más profundos de estudios, su abandono o su postergación hasta que se cumplan determinadas condiciones mínimas que deberán explicarse tales como proyectos de promoción de la masificación del consumo o la penetración en un determinado sector de consumo, impulsados por el sector estatal y/o privado.

A continuación se desarrolla una posible evaluación de este estudio de prefactibilidad referido al tipo de proyectos que se evalúan en este informe,

considerando información de fuentes secundarias y utilizando algunos criterios particulares para esta evaluación.

Entonces, la secuencia para la formulación de este estudio será la siguiente:

- A. Fuentes de Información**
- B. Antecedentes de la Región**
- C. Criterios para el Estudio de la Oferta**
- D. Criterios para la Determinación de la Demanda y sus Proyecciones.**
- E. Calculo de los Montos de Inversión**

En el desarrollo de los puntos anteriormente enumerados veremos la introducción de algunas suposiciones necesarias para la obtención de algunos resultados. Se debe tener presente en cada uno de los puntos ha desarrollar que la buena elección o valoración de estas suposiciones introducirán menores riesgos para la toma de decisiones.

A. Fuentes de Información – Fuentes Secundarias

En la etapa de prefactibilidad de la evaluación de un proyecto se entiende que los recursos asignados no son “grandes” (ni en tiempo ni en dinero). Luego para la formulación del proyecto y la determinación de su rentabilidad se necesitará información que generalmente no será de primera mano, ni en la calidad ni cantidad requerida ideal para la evaluación.

Lo que normalmente se tendrá entonces serán fuentes de información secundarias, de segunda mano, las cuales podrán encontrarse u obtenerse por diversos medios. Esta información así obtenida quizá no será la ideal para el proyecto debido a que no fue determinada con el mismo propósito de evaluación del proyecto.

Entonces dependerá del criterio del evaluador el poder compilar esta información de la mejor manera para su evaluación con el objeto de no introducir aspectos ni valores que distorsionen los resultados obtenidos y así aumentar el riesgo de decisión.

Luego uno de las primeras consideraciones antes de buscar o recolectar la información es conocer con certeza cual es el objetivo de la evaluación y los resultados que se esperan obtener.

Así, como se enunció en el capítulo anterior, el objetivo de este tipo de proyectos será en una primera fase la determinación del mercado potencial a corto y largo plazo de la región evaluada, es decir que tan atractiva es esta

región para el transporte de gas, luego se determinará la rentabilidad del proyecto considerando que la empresa operadora del transporte consiga recobrar sus inversiones y obtener un razonable beneficio. Entonces los primeros esfuerzos en este estudio estarán canalizados en la obtención de información que permita lograr los objetivos anteriormente planteados.

Debido a que estos proyectos se sustentarán en la cantidad de consumo que requieran en el corto y mediano plazo la región evaluada, entonces la utilización de energías y sus flujos serán uno de los primeros pasos a considerar.

La posibilidad de obtener información es extensa, lo importante es poder escoger la más adecuadas y útiles para el desarrollo de la evaluación del proyecto y el fin que busca, esto dependerá como se dijo anteriormente del criterio del evaluador y de los recursos que se asignen a esta parte del estudio.

Las posibles fuentes de información secundaria entonces podrán provenir de fuentes estatales, privadas, instituciones internacionales, etc. A continuación se muestra un listado de las posibles fuentes de información.

Tabla Nº 1 - Fuentes de Información Secundarias

| FUENTE | AUTOR(ES) (AÑO) | DIRECCIÓN ELECTRÓNICA |
|--|-----------------------|--|
| ESTATAL | | |
| BALANCE NACIONAL ENERGÍA ÚTIL 1998 | OTERG – MEM (1998) | www.minem.gob.pe |
| PROYECTO INTEGRAL DE DESARROLLO DEL GAS DE CAMISEA | PETROPERÚ (1990) | www.petroperu.com |
| PUBLICACIONES SECTORIALES | OSINERG | www.osinerg.gob.pe |
| INFORMES POR DEPARTAMENTOS | INEI | www.inei.gob.pe |
| PRIVADA | | |
| DECARGAS DE COMBSUTIBLES EN PUERTOS | GMT | www.granaymontero.com.pe |
| DESCARGAS DE COMBUSTIBLES PUERTO SAN NICOLAS | SHP | www.shp.com.pe |
| PRODUCCIÓN TALARA | PETROPERÚ | www.petroperu.com |
| PRODUCCION PAMPILLA | REPSOL – YPF | www.repsolyypf.com |
| INFORMACIÓN DE CONSUMOS DE EMPRESAS | INDUSTRIAS EN GENERAL | www.sni.org.pe |
| ENTIDADES INTERNACIONALES | | |
| ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | | www.olade.org |
| BRITISH PETROLEUM | | www.bp.com |
| INSTITUTE OF ENERGY ECONOMICS, JAPAN | | www.ieej.org.jp |
| INTERNATIONAL ENERGY AGENCY | | www.iea.org |
| EMPRESAS CONSTRUCTORAS DE GASODUCTOS | | |

También se deben considerar las bibliografías especializadas como revistas, libros e informes de instituciones, universidades e investigadores.

Para el desarrollo del presente informe se ha hecho uso de este tipo de información especializada, las referencias se registran en la sección de bibliografía utilizada al final del informe.

B. Antecedentes de la Región

En esta parte del estudio se recogerán las primeras informaciones sobre la región geográfica a la cual se esta planeando llevar el gas, es decir del área de influencia que tendrá el proyecto, esto servirá para tener una primera referencia acerca de la región y del posible perfil del proyecto e incluirán datos que me permitan alcanzar este fin, como por ejemplo:

Población, tasa de crecimiento poblacional, nivel de educación, niveles de ingreso promedio, grado de desarrollo, actividades industriales y/o energéticas, altitud, clima, etc.

Entre otros datos, en esta primera etapa será necesario conocer los lineamientos de la política de desarrollo que tiene la región y la relación de esta con los intereses nacionales.

Las políticas que se tienen en las regiones recién están tomando forma debido a que el proceso de regionalización y las Leyes que lo han originado se encuentran en pleno desarrollo en los niveles competentes, sin embargo, la utilización del gas natural trae consigo muchas ventajas en los sectores energéticos y no energéticos (el estudio de las ventajas y oportunidades del gas no son materia del presente informe), por lo tanto es lógico pensar que el impulso al consumo de gas o de su masificación serán de interés regional y nacional.

En general, la selección de la información dependerá del evaluador para los propósitos del proyecto, es decir la recolección y selección de la información tendrán que ser las adecuadas y servir para evaluar el proyecto.

Se debe entender que la información necesaria en esta parte del estudio solo será referencial para formar una primera idea de las consideraciones que mas adelante se realizarán y por lo tanto no es necesario que estas provengan de una fuente primaria, bastará entonces que se obtengan de fuentes secundarias.

El tipo de información señalado se puede encontrar en los informes del Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI), como en los sitios Web de los Ministerios de Energía y Minas, de la Producción, La nueva ley de las regiones, etc.

A continuación se muestra un ejemplo acerca de los datos que se podrán obtener acerca de una región en particular:

ICA

El departamento de Ica representa el 2,5% de la población del Perú y consume el 3,6% y 4,5% de energía neta y útil del país respectivamente, posee una eficiencia del 49,4%, en relación a los demás departamentos, Ica posee buen aprovechamiento de la energía en los sectores.

La estructura productiva es diversificada con actividades primarias (minería y pesca) y secundarias como la industrial.

Esto se refleja en el predominio del sector minero metalúrgico, tanto en energía neta (36%), como en energía útil (41,4%) y en una participación importante del sector pesquero con 28,7% en energía neta y 28,2% en energía útil.

El sector industrial tiene también importancia en este departamento ya que tiene una participación de 6,8% en energía neta y 10,4% en energía útil.

En cuanto a las fuentes, la estructura por sectores explica que la electricidad sea la principal tanto en energía neta (47,7%) como en útil (59,9%) y el segundo lugar del petróleo residual con 20,2% y 23,2% en energía neta y útil respectivamente.

Fuente: BNEU-1998. MEM - OTERG.

Así como en el caso anterior, se pueden considerar diversos criterios y fuentes de información para una misma evaluación. A continuación se presentan dos ejemplos de evaluación en base a dos criterios y dos fuentes de información distintas.

Ejemplo N° 1:

- ❖ **Fuente:** Balance Nacional de Energía Útil 1998 – OTERG.
- ❖ **Criterio:** Evaluación de las mejores regiones para el transporte de gas natural.

El consumo de energía en una determinada región es un indicador de su desarrollo, debido a que el consumo energético va de la mano con el flujo económico, ya sea por la existencia de Centrales de Generación, yacimiento hidrocarburíferos, yacimientos mineros, puertos, o polos de desarrollo industrial.

Así, los departamentos en nuestro territorio pueden estar ordenados en orden de mérito en razón de su consumo energético, siendo más atractivos para el suministro de gas los que ocupen los primeros lugares en la tabla de mérito, debido a las oportunidades que tendría el gas de poder abastecer parte de ese consumo.

Este tipo de datos los podemos encontrar en los informes de la Oficina Técnica de Energía (OTERG) en sus Balances Nacionales de Energía y en sus Planes Referenciales.

Así por ejemplo, del Balance Nacional de Energía Útil de 1998 podemos obtener el mapa de intensidad de consumos de energías netas en cada departamento, el cuadro de consumo final de energía neta por departamento y el cuadro de consumo de energía neta por departamento dividido por

sectores y estar en condiciones de poder confeccionar a partir de ellos el cuadro de méritos de los departamentos.

Del mapa de intensidades de consumos de energía se puede obtener una primera perspectiva de por donde podría realizarse el trazado del gasoducto para el suministro de una determinada región teniendo como premisa que el gasoducto tendrá mayores oportunidades de suministrar gas a otras regiones que se encuentran en su trayecto si estas presentan un considerable consumo energético.

De las tablas de consumo final de energía neta por departamento y por sectores podemos tener una primera visión de las actividades más importantes que posee una determinada región y ver las posibles oportunidades de la sustitución por gas natural.

Hasta aquí se habrán obtenido los datos para el cálculo de la demanda inicial del gas en base a la sustitución de parte o la totalidad de algunos combustibles dentro de la matriz energética de la región.

Ejemplo N° 2:

- ❖ **Fuente:** Las descargas de combustibles realizadas en los puertos, es una información que la podemos obtener de los históricos de las descargas de las empresas operadoras de los terminales de recepción de combustibles o de los envíos de combustibles a estos puertos a cargo de las empresas refinadoras. Luego se podría

ordenar esta información y analizarla para determinar la demanda posible de gas en su área de influencia en base a la sustitución de los combustibles descargados.

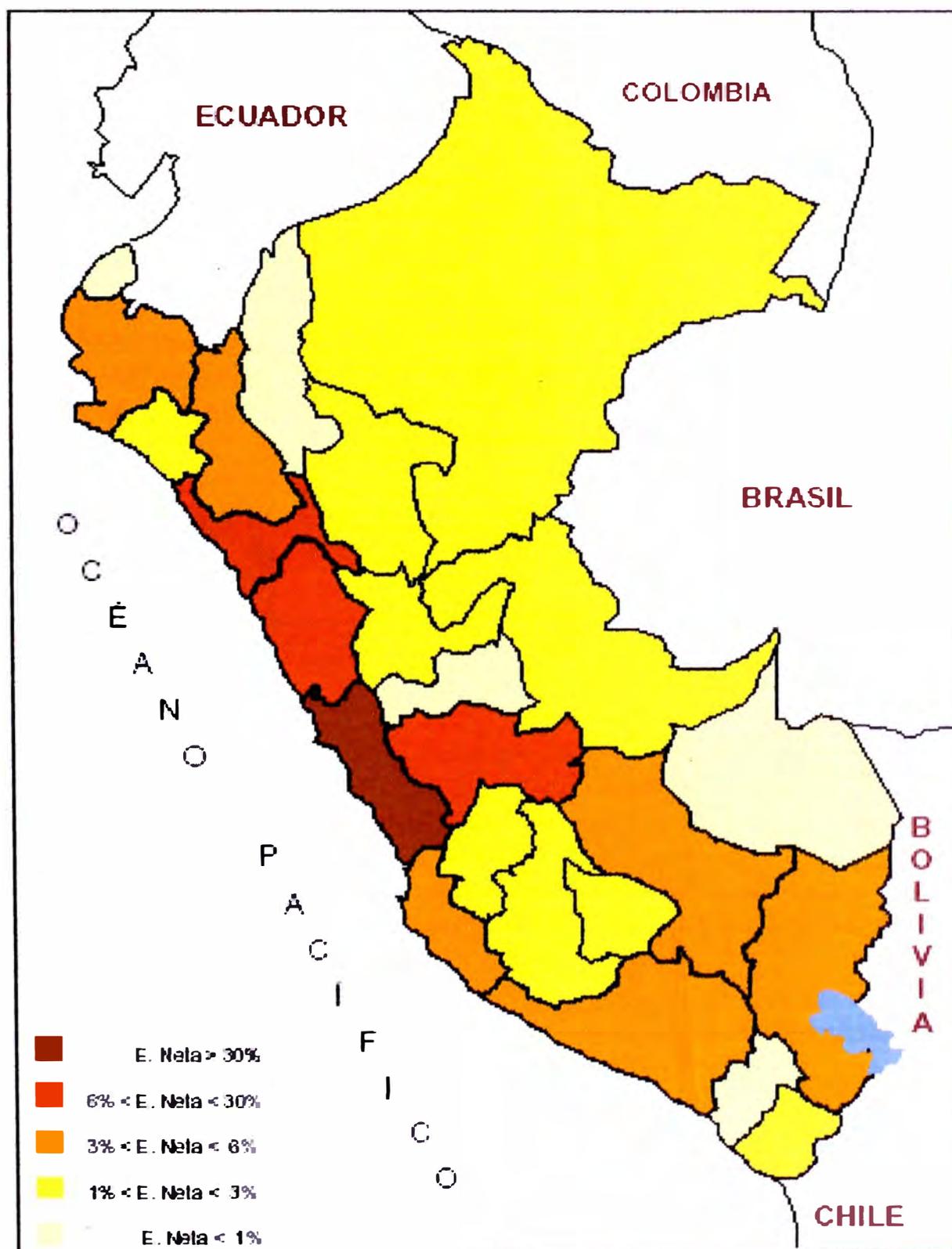
- ❖ **Criterio:** Teniendo en cuenta que las descargas de combustibles en los puertos representan el consumo de energía por combustibles en una determinada área de influencia, es decir, una determinada región, se puede evaluar una determinada región en base a las descargas a lo largo de uno o muchos años para saber cual es el comportamiento de su consumo y cuanta es esta cantidad.

Se debe tener presente que los datos recolectados serán utilizados por el evaluador utilizando el juicio común y la opinión que da la experiencia.

A continuación se muestran los ejemplos de posibles datos a obtenidos, considerando el primer ejemplo mostrado anteriormente.

Gráfico N° 13 – Mapa de consumo de energías netas por departamento

CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA
POR DEPARTAMENTO



Elaborado: Oficina Técnica de Energía – Datos del BNEUTIL 1998

Gráfico N° 14 – Tabla de los consumos de energías por departamentos

**CONSUMO FINAL DE ENERGÍA NETA POR DEPARTAMENTO
Y SECTORES AÑO 1998
(T J)**

| DEPARTAMENTOS | SECTORES | | | | | | | TOTAL |
|---------------|------------------|---------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------------------------------|--------------------|------------------|
| | RESIDENCIAL | COMERCO Y SERVICIOS | PÚBLICO | INDUSTRIAL | PESCA | AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | MINERO METALÚRGICO | |
| AMAZONAS | 2 365,1 | 5,7 | 3,1 | 8,2 | 0,0 | 17,7 | 0,0 | 2 397,9 |
| ANCASH | 8 697,8 | 77,8 | 26,4 | 1 575,7 | 3 809,0 | 129,6 | 5 779,1 | 19 994,4 |
| APURIMAC | 3 181,4 | 12,6 | 1,7 | 3,0 | 0,0 | 4,2 | 28,8 | 3 231,7 |
| AREQUIPA | 8 092,9 | 382,6 | 47,9 | 4 398,0 | 924,6 | 181,6 | 1 788,2 | 16 813,8 |
| AYACUCHO | 3 097,3 | 33,7 | 1,2 | 12,4 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 3 149,0 |
| CAJAMARCA | 8 948,2 | 44,1 | 21,0 | 68,1 | 0,0 | 16,0 | 6 121,8 | 16 219,3 |
| CUSCO | 10 726,4 | 119,4 | 16,9 | 346,8 | 0,0 | 86,3 | 0,0 | 11 272,8 |
| HUANCAVELICA | 3 401,3 | 4,5 | 59,6 | 0,7 | 0,0 | 2,4 | 140,5 | 3 608,9 |
| HUANUCO | 6 606,1 | 23,9 | 6,0 | 75,7 | 0,0 | 4,6 | 280,4 | 6 894,7 |
| ICA | 2 384,9 | 77,3 | 3,1 | 890,9 | 2 915,3 | 426,2 | 3 660,0 | 10 157,7 |
| JUNIN | 6 750,4 | 68,3 | 24,6 | 3 730,6 | 0,0 | 276,7 | 17 025,3 | 27 876,7 |
| LA LIBERTAD | 7 692,4 | 163,4 | 4,7 | 4 680,4 | 916,9 | 6 677,0 | 842,8 | 19 877,6 |
| LAMBAYEQUE | 4 387,6 | 87,9 | 19,6 | 805,8 | 0,0 | 844,0 | 0,0 | 5 944,8 |
| LIMA | 27 789,4 | 6 409,2 | 13 151,9 | 41 006,3 | 2 863,5 | 1 618,9 | 3 739,0 | 96 678,2 |
| LORETO | 4 656,3 | 45,7 | 53,9 | 278,0 | 0,0 | 3,8 | 0,0 | 4 937,7 |
| MADRE DE DIOS | 683,6 | 46,5 | 4,4 | 30,3 | 0,0 | 0,6 | 0,0 | 645,3 |
| MOQUEGUA | 763,0 | 17,4 | 8,1 | 3,4 | 68,7 | 3,3 | 0,0 | 864,0 |
| PASCO | 1 654,8 | 25,7 | 1,1 | 31,3 | 0,0 | 93,0 | 261,5 | 1 967,4 |
| PURA | 10 089,6 | 42,0 | 6,3 | 890,5 | 1 287,8 | 43,8 | 0,0 | 12 159,9 |
| PUNO | 9 440,8 | 49,2 | 34,3 | 2 836,6 | 0,0 | 21,6 | 0,0 | 12 382,3 |
| SAN MARTIN | 4 466,3 | 8,3 | 16,0 | 62,8 | 0,0 | 88,6 | 0,0 | 4 611,1 |
| TACNA | 1 281,0 | 97,5 | 22,2 | 1 703,6 | 6,9 | 86,7 | 102,2 | 3 280,1 |
| TUMBES | 777,0 | 18,5 | 21,0 | 20,8 | 186,7 | 4,6 | 0,0 | 1 028,6 |
| UCAYALI | 2 884,6 | 24,1 | 26,8 | 322,1 | 0,0 | 4,4 | 0,0 | 3 280,9 |
| TOTAL | 139 174,8 | 7 885,2 | 13 578,6 | 83 388,0 | 12 879,3 | 8 380,0 | 39 789,8 | 286 133,8 |

Elaborado: Oficina Técnica de Energía – Datos del BNE UTIL 1998

Gráfico N° 15 – Tabla de consumos de energía en el departamento de Ica

DEPARTAMENTO: ICA
 CONSUMO FINAL DE ENERGIA NETA
 (TJ)

| SECTOR | FUENTES DE ENERGIA | | | | | | | | | | | | | | | | TOTAL |
|-------------------------------|--------------------|----------------|--------------|-------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|----------------|-----------------|
| | DO | FI | KE | GM | GO | GLP | GM | CO | LE | BG | CV | BB | YT | SL | GI | EE | |
| RESIDENCIAL | 0,0 | 0,0 | 684,8 | 0,0 | 0,0 | 519,3 | 0,0 | 0,0 | 668,3 | 0,0 | 29,4 | 49,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 434,1 | 2 384,9 |
| COMERCIO Y SERVICIOS | 3,3 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 8,7 | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,0 | 17,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 47,5 | 77,3 |
| PUBLICO | 0,6 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2,6 | 3,1 |
| AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | 204,8 | 0,0 | 0,0 | 39,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 182,1 | 426,2 |
| PESCA E INDUSTRIA PESQUERA | 1 021,8 | 1 115,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 776,4 | 2 015,3 |
| MINERO METALURGICO | 170,0 | 864,8 | 0,0 | 16,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 5,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 2 604,3 | 3 660,0 |
| INDUSTRIAL | 97,4 | 77,4 | 1,0 | 14,0 | 0,0 | 5,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 496,0 | 600,9 |
| TOTAL | 1 408,0 | 2 057,8 | 685,7 | 89,1 | 0,0 | 534,7 | 0,0 | 5,0 | 688,8 | 0,0 | 48,6 | 49,2 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 4 542,9 | 10 157,7 |

Elaborado: Oficina Técnica de Energía – Datos del BNEUTIL 1998

Tabla N° 2 – Orden de mérito de los departamentos respecto al consumo de energía
CUADRO DE ORDEN DE MERITO

| ORDEN MERITO | DEPARTAMENTO | ENERGIA NETA (TJ) | ORDEN MERITO | DEPARTAMENTO | ENERGIA NETA (TJ) |
|--------------|--------------|-------------------|--------------|---------------|-------------------|
| 1 | LIMA | 96,578.2 | 13 | LORETO | 4,937.7 |
| 2 | JUNIN | 27,875.7 | 14 | SAN MARTIN | 4,611.1 |
| 3 | ANCASH | 19,994.4 | 15 | HUANCAVELICA | 3,608.9 |
| 4 | LA LIBERTAD | 19,877.5 | 16 | UCAYALI | 3,260.9 |
| 5 | AREQUIPA | 15,813.8 | 17 | TACNA | 3,260.1 |
| 6 | CAJAMARCA | 15,219.3 | 18 | APURIMAC | 3,231.7 |
| 7 | PUNO | 12,382.3 | 19 | AYACUCHO | 3,149.0 |
| 8 | PIURA | 12,159.9 | 20 | AMAZONAS | 2,397.9 |
| 9 | CUSCO | 11,272.8 | 21 | PASCO | 1,967.4 |
| 10 | ICA | 10,157.7 | 22 | TUMBES | 1,028.6 |
| 11 | LAMBAYEQUE | 5,944.8 | 23 | MOQUEGUA | 864.0 |
| 12 | HUANUCO | 5,894.7 | 24 | MADRE DE DIOS | 645.3 |

Fuente: BNEUTIL 1998 – OTERG. Elaboración Propia.

C. Criterios para el Estudio de la Oferta

Esta parte del estudio va a tratar de mostrar las posibles formas de abastecimiento de gas para el ducto evaluado según los requerimientos de la región, es decir, los posibles puntos para la acometida o toma de gas natural, ya sea de boca de pozo o por derivación de una troncal, o en otras palabras, el punto en el que se entrega el gas al sistema de transporte que se está evaluando.

Se mostrará además la situación actual del negocio del gas natural en Perú, sus potencialidades y proyecciones incluyendo además los precios de referencia que el gas posee aquí en Perú, teniendo en cuenta que el precio de adquisición del gas es uno de los aspectos fundamentales para la determinación del precio final, el cual hará viable o no un proyecto.

En esta parte del estudio no es posible definir cual será el punto exacto para la toma del gas debido a que esta decisión se ve afectada por otras consideraciones que se estudiarán mas adelante, luego, esta parte se limita a considerar solo las alternativas.

Luego, en base a lo anterior se tratará de definir las opciones actuales dentro del mercado existente del gas, para poder decidir según las condiciones propias de una determinada región el punto más viable para la toma de gas.

Así dividiremos este estudio en:

C.1. Situación Actual del Negocio del Gas en Perú

C.2. Perspectivas de la Producción y Reservas de Gas Natural

C.3. Infraestructura de Transporte

C.4. Perspectivas de la Infraestructura de Transporte

C.5. Precios del Gas Natural

C.1. Situación Actual del Negocio del Gas en Perú

El gas natural en el Perú se produce en dos áreas geográficas:

- ❖ **En el Noroeste:** En el área de Talara se usa el gas natural como combustible en la generación de electricidad, en las operaciones de las industrias petroleras de la zona y también como combustible residencial, pero en una cantidad reducida (350 viviendas). Existe la posibilidad de que se desarrollen proyectos de distribución en las ciudades de Talara, Sullana y Piura.

- ❖ **En la Selva Central:** En el área de Pucallpa se usa el gas natural como combustible para la generación eléctrica y en las operaciones petroleras. Existe la posibilidad de que se desarrollen proyectos de distribución de gas natural en la ciudad de Pucallpa.

- ❖ **Camisea:** El proyecto Camisea que es uno de los proyectos más importantes de los últimos 25 años en el Perú comenzará su operación en Agosto del 2004.

C.1.1. Reservas

En Perú cuenta con reservas del orden de los 8.7 TPC y están distribuidas de la siguiente manera:

Tabla N° 3 – Participación de los yacimientos

| AREAS | TCF | Participación (%) |
|-------------------|--------------|-------------------|
| NOROESTE | 0.340 | 4.0 |
| AGUAYTÍA | 0.276 | 3.0 |
| CAMISEA (LOTE 88) | 8.108 | 93.0 |
| TOTAL PAÍS | 8.724 | 100 |

Fuente: MEM- Libro de Reservas 2001

Vemos que el grueso de las reservas se ubica en Camisea, mientras que Aguaytía y el noroeste del país se reparten equitativamente lo restante. Cabe mencionar que el gas del Noroeste (Costa y Zócalo) es un gas asociado mientras que el gas de Camisea y Aguaytía es gas no asociado.

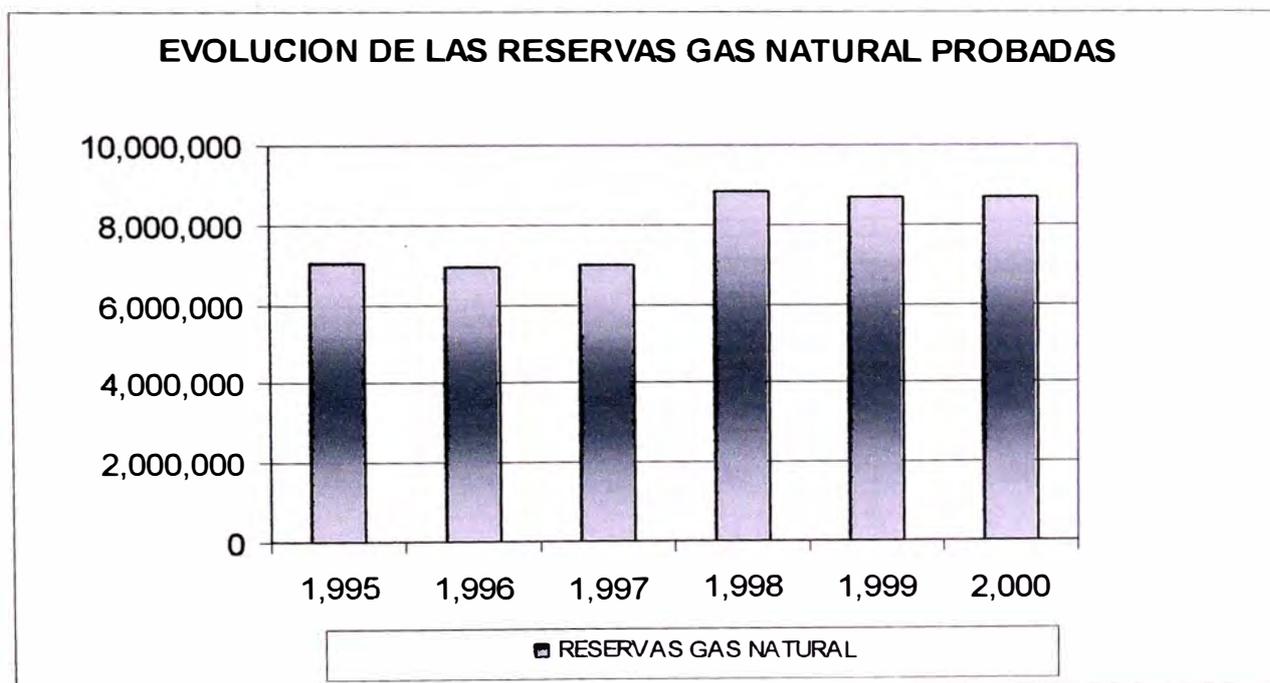
Tabla N° 4 – Reservas probadas, probables y posibles en el Perú (TCF)

| AREAS | Probadas Desarrolladas | Probadas (TCF) | Probadas + Probables | Probadas + Probables + Posibles |
|-------------------|------------------------|----------------|----------------------|---------------------------------|
| NOROESTE | 0.256 | 0.340 | 1.394 | 5.305 |
| SELVA | 0.276 | 8.384 | 10.667 | 12.749 |
| NO OPERADAS | 0.000 | 0.000 | 4.030 | 10.564 |
| TOTAL PAÍS | 0.532 | 8.724 | 16.091 | 28.618 |

Fuente: MEM- Libro de Reservas 2001

A continuación se muestra la tendencia de las reservas probadas de gas desde 1995:

Gráfico N° 16 – Evolución de las reservas de gas natural probadas



Fuente: MEM- Libro de Reservas 2001

Las reservas probadas de gas natural aumentaron en 0.8% con relación al año 2000, básicamente por la transferencia de reservas probable a probadas por contratos de venta de gas del lote Z-2B.

Las reservas probables y posibles del gas natural muestran una disminución de 0.8 % y 1.7 % respectivamente debido a la transferencia de reservas de categoría de probables a probadas y nuevo estimado de reservas posibles de acuerdo al sistema implementado.

C.1.2. Producción

La producción fiscalizada de gas natural en febrero del 2003 fue de 25,67 millones de metros cúbicos (906,41 millones de pies cúbicos), cifra que representa un promedio diario de 0,92 millones de metros cúbicos (32,37 millones de pies cúbicos). Dicha cifra es superior en 38,0% a la de febrero del 2002 (0,66 millones de metros cúbicos). El descenso es atribuible a los menores requerimientos de energía térmica efectuados por el COES, en razón de lo cual disminuyó el consumo de gas en la planta termoeléctrica de EEPSA en el Noroeste.

Tabla Nº 5 – Producción fiscalizada de gas natural mensual (MMPC - Mes)

| ZONA | FEBRERO 2003 | FEBRERO 2002 |
|-----------------|--------------|--------------|
| COSTA | 185.15 | 246.72 |
| ZOCALO | 84.06 | 158.89 |
| SELVA CENTRAL | 637.21 | 251.00 |
| TOTAL | 906.42 | 656.61 |
| PROMEDIO DIARIO | 32.37 | 23.45 |

Fuente: PeruPetro-Febrero 2003

Tabla N° 6 – Producción fiscalizada promedio (MMPCD)

| AÑO | PRODUCCION PROMEDIO |
|-------------|----------------------------|
| 1995 | 25.822 |
| 1996 | 23.957 |
| 1997 | 23.372 |
| 1998 | 39.526 |
| 1999 | 40.122 |
| 2000 | 33.289 |
| 2001 | 35.826 |
| 2002 | 42.736 |
| 2003 | 29.66 |

Fuente: MEM – Mayo 2003

De los cuadros anteriores podemos observar que la tendencia de la producción de gas ha estado influenciada por la generación eléctrica debido a que es este uno de sus más grandes demandantes. Así en años de pocas lluvias, los niveles de producción fiscalizada de gas han aumentado.

En general todos los campos están siendo explotados “lentamente” esto debido a la poca demanda que tiene el gas seco, sin embargo la producción de gas se esta justificado en unos casos por la aprovechamiento de sus líquidos y otras porque la explotación de petróleo el cual viene asociado con el gas, siendo utilizado en otros actividades, reinyectado o venteado.

Existe un índice que me dice cuanto tiempo de vida tendrá el campo de producción a la tasa de explotación actual de este, esta relación es la relación Reservas – Producción el cual se expresa en años y es un indicador

práctico de la vida del yacimiento, sin embargo su valor tiene que ser consistente con la situación del yacimiento.

En el siguiente cuadro se muestran los índices R/P, pero debido al nivel de producción con que cuenta actualmente el Perú, este índice es irrelevante. Podemos ver en la tabla que el tiempo de vida de los yacimientos peruanos es de 712 años.

Tabla N° 7 – Relación Reserva – Producción

| AÑO | RESERVAS TOTAL PROBADAS | PRODUCCIÓN | R/P |
|--------------|------------------------------------|-------------------|------------|
| 1,995 | 7,024,186 | 9,425.030 | 745 |
| 1,996 | 6,928,302 | 8,744.305 | 792 |
| 1,997 | 6,998,800 | 8,530.780 | 820 |
| 1,998 | 8,819,400 | 14,426.990 | 611 |
| 1,999 | 8,693,600 | 14,644.530 | 594 |
| 2,000 | 8,654,900 | 12,150.485 | 712 |

Fuente: MEM. Elaboración propia

C.1.3. Consumo

El consumo de gas natural en el país aún insipiente, produciéndose sólo en los lugares de producción, en actividades relacionadas con la extracción de petróleo, en refinación y en algunas centrales de generación eléctrica.

Tabla N° 8 – Cuadro de los consumos anuales de gas en el Perú (MMPC - Año)

| ZONA | GENERACION ELECTRICA | OPERACIONES PETROLERAS | EN REFINACION | USO DOMESTICO | TOTAL |
|--------------|----------------------|------------------------|---------------|---------------|----------|
| NOROESTE | 4,502.3 | 7,254.5 | 2,642.1 | 4.2 | 14,403.1 |
| AGUAYTIA | 5,385.8 | 1,897.9 | 62.5 | 0.00 | 7,346.2 |
| TOTAL | 9,888.1 | 9,152.4 | 2,704.6 | 4.2 | 21,749.4 |

Fuente: MEM – 2001

C.2. Perspectivas de la Producción y Reservas de Gas Natural

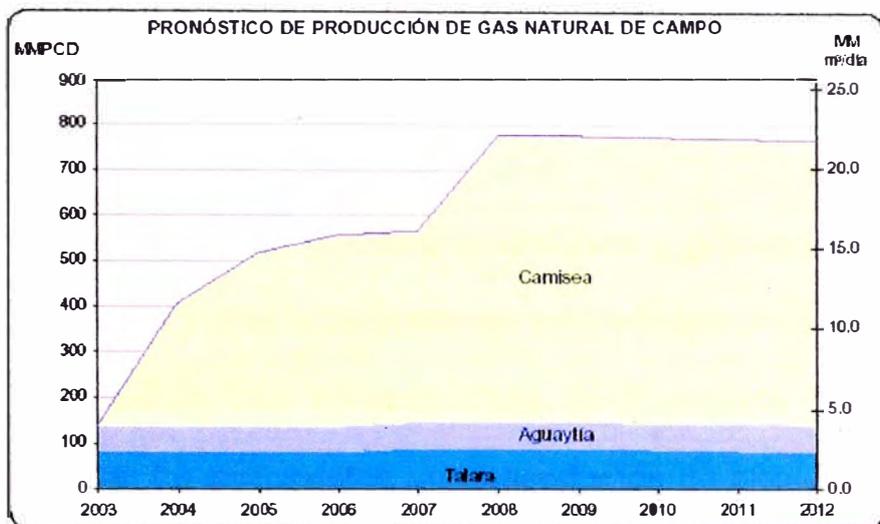
De acuerdo a las estimaciones efectuadas por la DGE – MEM en su Plan Referencial de Hidrocarburos 2003 – 2012 se puede apreciar que la producción de Camisea para el año 12 será de mas de cinco veces su producción inicial, además los yacimientos de Aguaytía y Talara mantendrán su producción constantes.

Con respecto a las reservas vemos que Camisea, para el año doce habrá consumido aproximadamente el 7.5% de sus reservas. En lo que respecta la relación Reservas – producción para el año doce tenemos que la vida de los yacimientos esta alrededor de 28 años.

A continuación se muestra el gráfico de la producción según un escenario conservador y el grafico de las reservas:

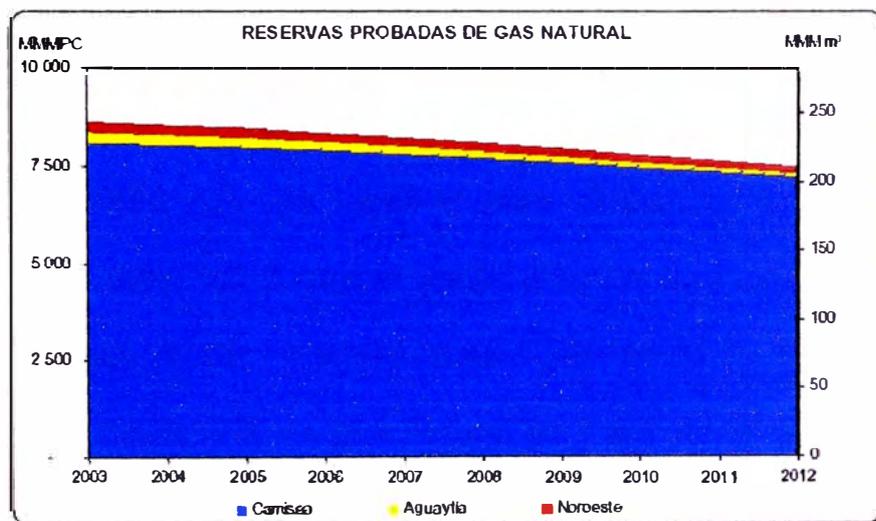
Gráfico N° 17 – Pronóstico de producción de gas natural de campo

Escenario Conservador



Fuente: Plan Referencial Hidrocarburos 2003 – 2012. DGH – MEM

Gráfico N° 18 – Reservas probadas de gas natural



Fuente: Plan Referencial Hidrocarburos 2003 – 2012. DGH - MEM

C.3. Infraestructura de Transporte Existente

Se conoce que el gas natural por sus características tiene que ser transportado en contenedores estancos. Así, el gas puede ser transportado vía gasoductos para distancias cortas y medianamente largas, pero para el

comercio a grandes distancias es necesario utilizar otro tipo de tecnología que es la licuefacción del mismo a temperaturas criogénicas y a presión atmosférica en barcos metaneros.

Ambas tecnologías implican grandes inversiones y grandes volúmenes de transporte para hacer viable la inversión en esta infraestructura.

Actualmente no existe una infraestructura de transporte de gas natural propiamente dicha. Lo que existen son gasoductos de pequeñas distancias entre los pozos de producción hacia la plantas de fraccionamiento y de ahí hacia alguna central termoeléctrica que se ubica a pocos kilómetros de la planta de fraccionamiento o separadoras.

El proyecto del gas de Camisea consta de un gasoducto en construcción de aproximadamente 650 Km. de longitud para el transporte del gas seco (12.75 Mm³ como máximo) desde el yacimiento de Camisea hacia el “City Gate” ubicado en Lurín (Lima). Este gasoducto será la primera infraestructura en transporte de gas natural en Perú y permitirá transportar en una primera etapa 4.25 Mm³.

C.4. Perspectivas de la Infraestructura de Transporte

El Plan Referencial de Energía del Ministerio de Energía y Minas muestra el desarrollo de gasoductos en los que se puede observar el desarrollo de gasoductos como el gasoducto Talara – Bayovar, Aguaytía – Huanuco, Lima

– La Oroya y La Oroya – Cerro de Pasco para desarrollarse entre los años 2005 y 2015.

Además, existen dos proyectos para tender un gasoducto y un poliducto desde Bolivia hasta Perú (Ilo).

El gasoducto estaría concebido para la exportación de gas natural como LNG (*Liquefied Natural Gas*) hacia los mercados de México y California. El posible puerto se encontraría en el Puerto de Ilo (Perú) o en el Puerto de Mejillones (Chile).

El gobierno peruano ha ofrecido todas las facilidades al gobierno boliviano a fin de que puedan elegir el Puerto de Ilo como punto de salida del gas natural hacia los mercados de Estados Unidos; la propuesta peruana va mas allá de una opción netamente comercial debido a que considera una integración real entre ambos pueblos; la ruta del gasoducto Tarija-Ilo crearía focos de desarrollo en varias regiones de Bolivia y el sur del Perú beneficiando a ambos países.

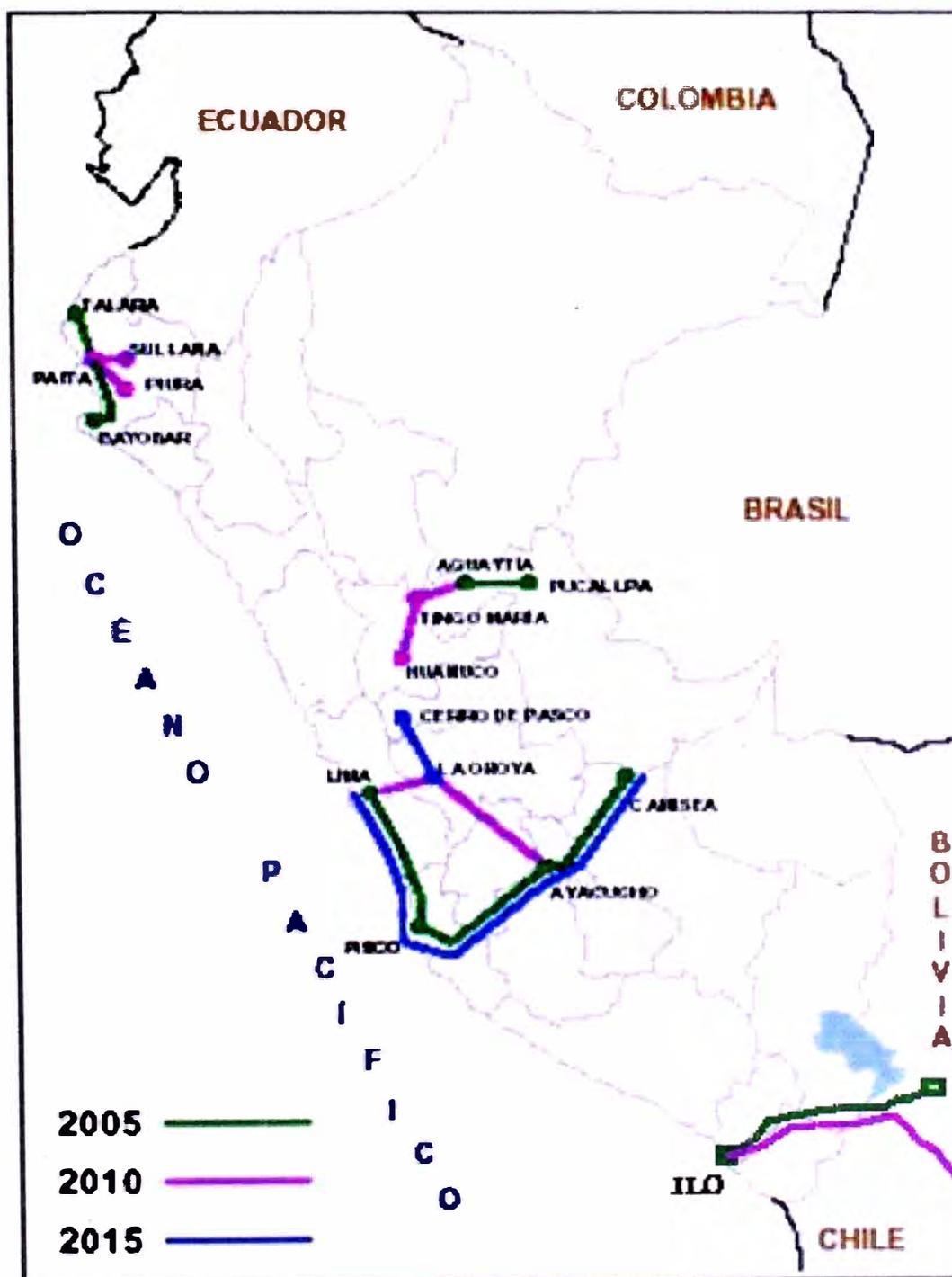
El desarrollo de este poliducto estaría concebido para vender los líquidos del gas natural en el mercado peruano y/o a través de Ilo exportarlo a los otros países.

Cabe mencionar que el desarrollo de este proyecto significará una competencia para el proyecto Camisea en cuanto a la comercialización de los líquidos de gas natural, especialmente cuando se trata de la comercialización de productos bolivianos en el Perú, debido a que los líquidos del gas natural peruanos pagan regalía y bolivianos no.

A continuación se muestra el mapa del Perú con los posibles proyectos de gasoductos y poliductos a realizarse entre el 2005 y 2015.

Ver también Anexo nº 6 mapa de infraestructura futura.

Gráfico Nº 19 – Mapa de proyectos en infraestructura de transporte futuros



C.5 Precios del Gas Natural

Una de los aspectos más importantes a considerar para la evaluación de la viabilidad de este tipo de proyectos son los precios finales del gas natural. Estos precios finales son importantes debido a que determinarán si el proyecto de llevar gas a una determinada región es viable ya que los precios finales del gas natural tienen que ser lo suficientemente competitivos y atractivos para poder competir con los combustibles corrientemente utilizados, permitir pagar la inversión de la nueva infraestructura para la utilización de este energético y obtener ganancias.

Para la determinación de los precios finales en este tipo de proyectos se tendrán que determinar los precios de adquisición y los precios de transporte.

Los precios de adquisición se estimarán de acuerdo al precio del lugar donde se adquiere el gas natural ya sea de boca de pozo, es decir, directo de un yacimiento, o en la acometida a una troncal, respecto a estos precios, el consumidor final tendrá un grado de negociación ya que los precios en boca de pozo en el Perú son libres y se determinan entre las partes involucradas.

Los costos de transporte se determinarán en base a los costos de servicio y las capacidades de transporte a lo largo del horizonte del proyecto, estos costos permitirán al operador cubrir con sus inversiones y sus costos durante

el proyecto y tener una determinada rentabilidad. La determinación de los costos de servicio de transporte se verá mas adelante en la evaluación económica. En estos costos ya no se puede interferir ya que dependen de la infraestructura del proyecto.

Entonces tendremos la siguiente ecuación para la determinación de los costos finales:

$$\textit{CostoFinal} = \textit{PrecioAdquisición} + \textit{CostoServicioTransporte}$$

En el Perú aún no se cuenta con una infraestructura de transporte, y menos con una red de transporte, debido a que el mercado todavía no esta desarrollado.

Así, podemos identificar tres áreas geográficas para poder establecer precios referencia de adquisición, una es el noroeste peruano, la selva central y la selva sur.

El precio del gas natural no tiene precios referenciales internacionales como si los tiene el petróleo, los precios del gas más bien están referidos a determinadas regiones y tipos de negocio, estructura del mercado (falta de competencia) pudiendo en algunos casos ser estos precios muy bajos, iguales a cero.

El esquema de precios que actualmente tenemos para los negocios del gas natural es el utilizado en el Proyecto Camisea, debido a que este es el primer proyecto de su tipo en Perú, sin embargo existen otros esquemas utilizados por ejemplo por nuestros países vecinos que ya tienen un mercado del gas desarrollado.

C.5.1. Precios en Boca de Pozo

En Perú, los precios en Boca de Pozo están estructurados en base a precios máximos fijados de acuerdo al tipo de cliente. Además, estos precios son libres y están sujetos a negociaciones entre las partes, entonces pueden existir contratos que no necesariamente se puedan hacer a precios tope

Tabla N° 9 – Precios en Boca de Pozo Proyecto Camisea

| CLIENTE | US\$/MMBTU |
|--------------------|-------------------|
| EXPORTACION | 0.6 |
| ELECTRICOS | 1.0 |
| OTROS | 1.8 |

Fuente: Contrato de Explotación - Camisea

C.5.2. Costo del Servicio de Transporte

El costo de transporte de gas esta determinado por los costos de inversión requeridos para construir, mantener y operar un ducto que transporta gas natural hasta por u monto de 450 MMPC diarios, incluyendo una rentabilidad anual del 12%.

Entonces el Costo del servicio se determina trayendo a valor presente todas las inversiones y los costos de operación y mantenimiento con un periodo de recuperación de 30 años.

Sobre la base de ello, se ha garantizado un monto mínimo de pago al operador del ducto, que cubre el ramo desde el yacimiento hasta el punto de derivación en Pisco, el mismo que corresponde a 380 MMPC diarios para los primeros siete años de operación y de 450 MMPC desde el octavo año hasta el fin del periodo de recuperación.

Para la distribución también se ha garantizado un pago para los primeros siete años de operación de 225 MMPCD y de 255 MMPCD desde el octavo año hasta el fin del periodo de recuperación.

Tabla N° 10 – Costos del servicio de transporte Proyecto Camisea

| CLIENTE | US\$/MMBTU |
|-------------------|-------------------|
| ELECTRICOS | 0.9 |
| OTROS | 1.5 |

Fuente: Contrato de Transporte - Camisea

C.5.3. Costo del Servicio de Distribución

Para la determinación de los costos de servicio de distribución se utiliza un esquema similar al anterior pero con una garantía de ingresos mínimos.

Estos ductos tendrán que tener una capacidad de 255 MMPCD, de tal forma que pueda cubrir el crecimiento de la demanda en el futuro.

La tarifa fijada como en los casos anteriores permitirá al operador cubrir con todos sus costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento además de considerar una rentabilidad de 12%, suponiendo que las redes trabajan a su máxima capacidad.

Tabla N° 11 – Costo del servicio de distribución Proyecto Camisea

| CLIENTE | US\$/MMBTU |
|------------|------------|
| ELECTRICOS | 0.14 |
| OTROS | 0.27 |

Fuente: Contrato de Distribución - Camisea

Luego uniendo la cadena de costos tendremos los costos estimados finales en Lima:

Tabla N° 12 – Costos Finales Estimados Proyecto Camisea

| CLIENTE | BOCA DE POZO | TRANSPORTE | DISTRIBUCION | COSTOS FINALES |
|------------|--------------|------------|--------------|----------------|
| ELECTRICOS | 1.00 | 0.90 | 0.14 | 2.04 |
| OTROS | 1.80 | 1.50 | 0.27 | 3.57 |

Fuente: Contratos Proyectos Camisea

Entonces una de las primeras decisiones o aspectos a considerar son los puntos de toma de gas para el transporte, ya que con esto podremos estimar cuanto nos costará el gas adquirido para el transporte y definir luego de las posteriores evaluaciones cual será el precio final.

Luego, por ejemplo, si el proyecto a evaluar tiene como opción viable la acometida con la troncal del transporte gas de Camisea en Lurín y la carga a alimentar no esta en el rubro de generación eléctrica estaremos pensando en un precio de adquisición como máximo de 2.3 US\$/MMBTU para luego sumara a este valor el precio de servicio de transporte del ducto hacia la carga a alimentar.

Tener presente que valores de referencia para el proyecto de Camisea mostrados anteriormente son los valores máximos con un precio en boca de pozo de 1.8 US\$/MMBTU, sin embargo estos valores pueden disminuir dependiendo de los acuerdos a los que se llegue con el operador del pozo de explotación.

Hasta este punto hemos evaluado el mercado del gas natural, su situación y proyecciones para poder conocer los potenciales centros de abastecimiento para los proyectos que se decidan evaluar, además de los precios de referencia del gas en el Perú.

Cabe resaltar que las normas legales que rigen las actividades de la industria del gas en el Perú son:

- **Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas y su Reglamento D.S. N° 040-99-EM.**
- **Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos D.S. N° 041-99-EM.**
- **Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos D.S. N° 042-99-EM.**

D. Criterios para la Determinación de la Demanda y sus Proyecciones

El problema de la determinación de la demanda en base a la sustitución de los combustibles radica en conocer cuanto de estos combustibles podrán ser viables de sustituir técnica y económicamente por gas natural.

Para los industriales, transportistas y generadores eléctricos, quienes serán los grandes consumidores, les resultará fácil poder cuantificar los beneficios que tendrán con la utilización de este nuevo energético, sin embargo, los otros sectores consumidores como el residencial y comercial tendrán un lógico rechazo inicial hacia un combustible que no se conoce.

Luego, podemos ver que la determinación de cuanto se sustituirá estará ligada a factores como la rentabilidad de la conversión, grado de instrucción de la población, niveles de consumo entre otros factores internos y externo a la región.

D.1. Demanda de Corto Plazo - Factor de Sustitución

El análisis de la sustitución de combustibles permite determinar entonces la demanda de corto plazo o la demanda inicial para la evaluación de la viabilidad económica que es uno de los factores más importantes para la viabilidad del proyecto.

Entonces para el análisis de la sustitución de combustibles introduciremos un factor que denominaremos “Factor de Sustitución”, el cual representará la

oportunidad que tiene un determinado combustible para ser sustituido por el gas natural.

Estos factores varían con la región evaluada y dependen de varios factores internos y externos a la región, además este factor es un factor global que resulta de considerar otros factores ponderadores de los aspectos que mas influyen a la oportunidad de un determinado combustible a ser sustituido.

Entonces el factor de sustitución de un combustible se puede determinar como:

$$F_s = m.n.l.k.r.p.c$$

Donde:

m: Participación del combustible en la matriz

n: Costo/Beneficio de la sustitución

l: Rutas de acceso.

k: Tipo de sector de consumo.

r: Antigüedad de los sectores de utilización (inversiones)

p: Política de sustitución (propaganda de información de oportunidades)

c: Nivel de actividad comercial

- ❖ **Valores m:** Tiene que ver con la participación en la matriz energética que este energético tenga. Por ejemplo, el combustible de mayor consumo se verá mas incentivado en sustituirse por los beneficios que la utilización del gas envuelve.

Tabla N° 13 – Ponderadores “m”

| M | POSICIÓN |
|----------|-----------------|
| 0.8 | Tercio superior |
| 0.6 | Tercio medio |
| 0.5 | Tercio Inferior |

- ❖ **Valores n:** Tienen que ver con la duración de los periodos de recupero de la inversión que se hace por la sustitución. El corto, medio y largo plazo estarán dados por el tipo de actividad en que se este utilizando el combustible. Por ejemplo, para una generadora eléctrica el corto plazo puede ser 1 año, mientras que para una mototaxi 4 meses. Si el costo de sustituir el combustible es mayor que los beneficios que se obtendrán, se considera un valor de 0.1, podría ser aún menor.

Tabla N° 14 – Ponderadores “n”

| N | PERIODO RECUPERO |
|----------|-------------------------|
| 1.0 | Corto Plazo |
| 0.8 | Mediano Plazo |
| 0.6 | Largo Plazo |
| 0.1 | No recupero |

- ❖ **Valores de l:** Tienen que ver con la facilidad de las rutas de acceso para los combustibles actualmente utilizados a esa región. Entonces, cuando más difíciles y lejanas sean las vías de acceso de los combustibles, mayor será el interés de sustituir esos combustibles por el abastecimiento continuo de gas natural vía gasoducto.

Tabla N° 15 – Ponderadores “l”

| L | RUTAS DE ACCESO |
|-----|-----------------|
| 0.7 | Buena |
| 0.8 | Regular |
| 0.9 | Mala |

- ❖ **Valores k:** Estos valores tienen que ver con el tipo de sector que utiliza el combustible. Por ejemplo, en el sector industrial, una planta de alimentos puede ser considerada como un consumidor continuo o estático, mientras que en el sector automotor, un bus de transporte interprovincial puede ser considerado como un consumidor móvil y tendrá que considerarse que la carga que tome en una estación le debe permitir autonomía suficiente para llegar a otro centro de suministro.

Tabla N° 16 – Ponderadores “k”

| K | TIPO CONSUMIDOR |
|-----|-----------------|
| 0.9 | Estático |
| 0.6 | Móvil |

- ❖ **Valores r:** Tiene que ver con la antigüedad de los sectores consumidores y la inversión que han tenido. Por ejemplo, una empresa que tenga muchos años de antigüedad y poca inversión de seguro tiene procesos ineficientes e inseguros, es posible que tenga planeado salir del negocio y no convenirle invertir en la sustitución. Se

definirán infraestructura vieja, normal y nueva. En la nueva quizá todavía se este esperando recuperar lo que se invirtió para invertir en la sustitución.

Tabla N° 17 - Ponderadores “r”

| R | ANTIGÜEDAD |
|----------|------------------------|
| 0.6 | Infraestructura Vieja |
| 0.8 | Infraestructura Normal |
| 0.7 | Infraestructura Nueva |

- ❖ **Valores de p:** Este es un factor externo al proyecto y tiene que ver con la política que tenga la región con respecto a la sustitución de combustibles y su intención de convertirse en polos de desarrollo. Por ejemplo, esta política puede estar incentivando a los sectores a utilizar el gas en sus actividades, dando plazos para el cambio. Estamos definiendo las políticas como fuertes, débiles o sin política.

Tabla N° 18 - Ponderadores “p”

| P | POLÍTICA |
|----------|-----------------|
| 0.9 | Fuerte |
| 0.8 | Débil |
| 0.6 | Sin política |

- ❖ **Valores c:** Estos valores tienen que ver con la actividad comercial que tenga la región, llámese turismo, comercio en general. Este valor solo se considerará para los sectores transporte, residencial y comercial y dependerá de la región. Por ejemplo en la selva el

consumo de gas para transporte y para residencial no debe ser elevado, sin embargo para la sierra este factor será mucho mayor debido a la oportunidad de utilizarse el gas como calefacción.

Tabla N° 19 - Ponderadores "c"

| C | ZONA |
|----------|-------------|
| 0.7 | Costa |
| 0.9 | Sierra |
| 0.6 | Selva |

Se debe de tener en cuenta que para la evaluación pueden agregarse o quitarse algunos factores. Además que los rangos para los factores pueden variar para poder simular distintos escenarios. Todas estas variaciones quedan a criterio del evaluador y dependerán del juicio común y de la opinión que da la experiencia.

Entonces, se podrá asignar a un determinado combustible en un determinado sector los valores arriba descritos y obtener su factor de sustitución. Este factor podrá ser mostrado en forma porcentual y nunca será mayor a la unidad.

Así, podemos confeccionar una tabla en la cual se colocarán los combustibles a sustituir con sus consumos iniciales y sus respectivos factores de sustitución para determinar la cantidad total de combustible a sustituir.

Los consumos de los energéticos tratarán de ser expresados en lo posible en unidades de energía para uniformizar unidades para los cálculos.

Tabla Nº 20 - Energéticos de Sustitución

| COMBUSTIBLE | CONSUMO TOTAL | F_s | CONSUMO SUSTITUIDO |
|---------------------|----------------------|----------------------|---------------------------|
| R-500 | | | |
| DIESEL 2 | | | |
| CARBON | | | |
| KEROSENE | | | |
| ELECTRICIDAD | | | |
| LEÑA, BOSTA | | | |
| OTROS | | | |
| TOTAL | | | |

Se debe tener presente que generalmente los factores de sustitución para el R-500 serán mayores que para cualquier otro combustible debido a las mejores condiciones tanto técnica como económicas que presenta este combustible para ser sustituido por el gas.

Además el kerosene es el que mas bajo factor de sustitución tendrá de los combustibles líquidos, debido a que este combustible es generalmente utilizado para la cocción de alimentos por los sectores económicos mas bajos en nuestro país, y uno de los propósitos de la masificación del consumo del gas será el aumentar los excedentes de kerosene vía la sustitución de parte de todo este consumo y transferir este excedente a los sectores mas bajos.

Habrá un especial cuidado para la evaluación del carbón debido a que este presenta precios finales mucho más bajos que los que comercialmente tendría el gas, no siendo atractiva la sustitución. Sin embargo, si los consumos son altos y complejos como el de los centros de generación eléctrica, la sustitución puede resultar rentable.

La electricidad considerada como energético se refiere básicamente a la sustitución de este en los procesos de calefacción, refrigeración, cocción y principalmente a la generación eléctrica en las centrales termoeléctricas existentes en la región, en las cuales el gas puede ser utilizado.

En esta tabla solo se considera los consumos para los procesos energéticos.

Entre los otros combustibles como la Bosta, la yareta, la Leña, y los no convencionales, la sustitución generalmente no será considerada debido a los bajos consumos y los procesos (tipo de industria y tecnología) involucrados en estos además de las consideraciones ambientales.

D.2. Demanda de Largo Plazo - Proyección de la Demanda

El problema de determinar la demanda del gas en un determinado horizonte radica en saber en cuanto esta demanda crecerá, si lo hará uniformemente o si tendrá picos y luego caídas, es decir cual será el comportamiento a lo largo del periodo evaluado.

El futuro es incierto puesto que lo que ocurrirá mañana no es solo una consecuencia de muchas variables cambiantes, sino que fundamentalmente dependerá de la actitud que adopten los hombres en el presente, pues ellos son, en definitiva, los que crean esas variables.

Además, para la determinación de la proyección de la demanda se pueden considerar las oportunidades que la utilización de este energético tendrá en la región. Cabe notar que la introducción de una nueva actividad energética o no energética gracias a la utilización del gas traerá desarrollo para la región y esta es la meta de todo planeamiento a futuro.

Así, de considerar o no algunos de los aspectos, se podrán confeccionar varios escenarios para la proyección de la demanda, considerando condiciones favorables o desfavorables en el desarrollo de los mercados del gas natural para la región determinada. Además se debe considerar que la viabilidad de un proyecto dependerá, en muchos casos, de la capacidad de aprovechar algunas oportunidades que ofrece el mercado.

Para proyectar la demanda existen varias alternativas metodológicas y la selección y uso de una o más de estas dependerá de una serie de variables, como pueden ser tiempo, inversión, facilidad de información, etc.

La validez de los resultados de la proyección estará ligada con la calidad de los datos de entrada que sirvieron de base para el pronóstico.

Una forma de clasificar las técnicas de proyección consiste en hacerlo en función de su carácter, esto es, aplicando métodos de carácter subjetivo, modelos causales y/o modelos de series de tiempo.

Luego, para esta primera etapa del estudio de prefactibilidad, es lógico que los niveles de inversión asignados no sean elevados y el tiempo para la presentación de resultados no sea amplio, por lo tanto la elección de algún método tendrá que partir de las premisas anteriores.

Una de las cosas que también se deben considerar es la falta de información acerca de los consumos de energéticos dentro de la región, la falta de datos históricos será uno de los determinantes para la selección de un método en particular.

Además, una vez escogido el método para la determinación de la proyección, la falta de experiencia en la utilización de este nuevo energético y la política nacional y regional en torno a su utilización y promoción introducirán en la proyección incertidumbres difícilmente despejables.

Entonces una proyección que presente valores menores o mayores a los que realmente ocurrirán en el tiempo, subdimensionarán o sobredimensionarán el proyecto, trayendo consigo nuevos periodos de inversión no planificados o ampliaciones, es decir problemas técnico financieros. Luego, la proyección tendrá asociado un costo de error, y como no se puede eliminar este error, lo que se buscará es minimizar en lo posible este costo.

La selección y determinación cabal de todos estos factores que afectarán a la demanda en el futuro permitirá un acercamiento más a como se comportará esta y así poder disminuir el riesgo de la decisión de invertir o no.

Los resultados que se obtienen de los métodos de proyección son solo indicadores de referencia para una estimación definitiva, la cual, aunque difícilmente será exacta, deberá complementarse con el juicio y las apreciaciones cualitativas del evaluador.

Como ejemplo, a continuación mostraremos una posibilidad de determinación de la proyección de la demanda considerando algunos supuestos:

❖ Proyección de la Demanda

Se considerará que se tienen algunos datos históricos del consumo de los combustibles sustituidos. A partir de los datos históricos se determinará una tasa global de crecimiento porcentual constante de los combustibles sustituidos y esta tasa será asignada a la demanda de corto plazo del gas natural determinada anteriormente.

Así ajustaremos nuestra proyección de la demanda a una función exponencial que mostrará un cambio porcentual constante más una variación constante en cada periodo.

La expresión de la ecuación de tendencia exponencial es:

$$\text{Consumo}_{.i} = \text{Consumo}_{CP} (1 + g)^i$$

Donde:

Consumo_i : Consumo de gas en el año “i” del horizonte evaluado.
Consumo_{CP} : Consumo de Corto Plazo del gas o Consumo inicial.
g : Tasa global de crecimiento porcentual constante.

Ahora, considerando “k” años como el horizonte de evaluación, podremos confeccionar una tabla con los valores obtenidos y luego graficar estos valores.

Tabla Nº 21 – Proyección de la demanda sin empresas de gran consumo

| AÑO | CONSUMO |
|-------|------------------------|
| 1 | Consumo ₁ |
| 2 | Consumo ₂ |
| 3 | Consumo ₃ |
| | |
| i | Consumo _i |
| | |
| k-2 | Consumo _{k-2} |
| k-1 | Consumo _{k-1} |
| K | Consumo _k |

Gráfico Nº 20 – Tendencia de la demanda sin empresas de gran consumo



❖ Oportunidades de Utilización del Gas

Anteriormente determinamos la proyección de la demanda en base a una tasa porcentual de crecimiento, esta consideraba que la tendencia de crecimiento del consumo del gas sería la misma que presentaban históricamente los combustibles sustituidos, es decir, que el mercado iba a crecer a un ratio constante ya sea por la ampliación de las industrias ya

existentes como por la captación de otros nichos del mercado que estarían pasándose para el gas o quizá por el ingreso de nuevas plantas.

Como dijimos anteriormente, en la proyección de la demanda se pueden considerar ingresos de demandas de gas en el largo plazo por la utilización de este combustible en una nueva actividad energética o no que demande su consumo.

Así, cada región presentará condiciones especiales para el desarrollo de alguna actividad que demande el consumo de gas.

A continuación mostramos algunos consumos específicos de algunas actividades consumidoras de gas.

Considerar que estos datos esta considerando la eficiencia de quemar gas por petróleo

Tabla N° 22 – Consumos típicos

| INDUSTRIA | CONSUMO HABITUAL |
|--------------------|-------------------------|
| Centrales Térmicas | <0.2 – 0.5> MMPCD/MW |
| Hierro Esponja | 12.0 MPC/Ton-Hierro |
| Horno | 6.0 MPC/BBL |

Utilizaremos para esta parte del estudio los consumos habituales arriba mostrados, sin embargo, para la etapa del estudio de factibilidad se tendrá que hacer una evaluación mas profunda de los consumos de las nuevas actividades que entrarán a tallar, considerando también los sectores residencial y comercial.

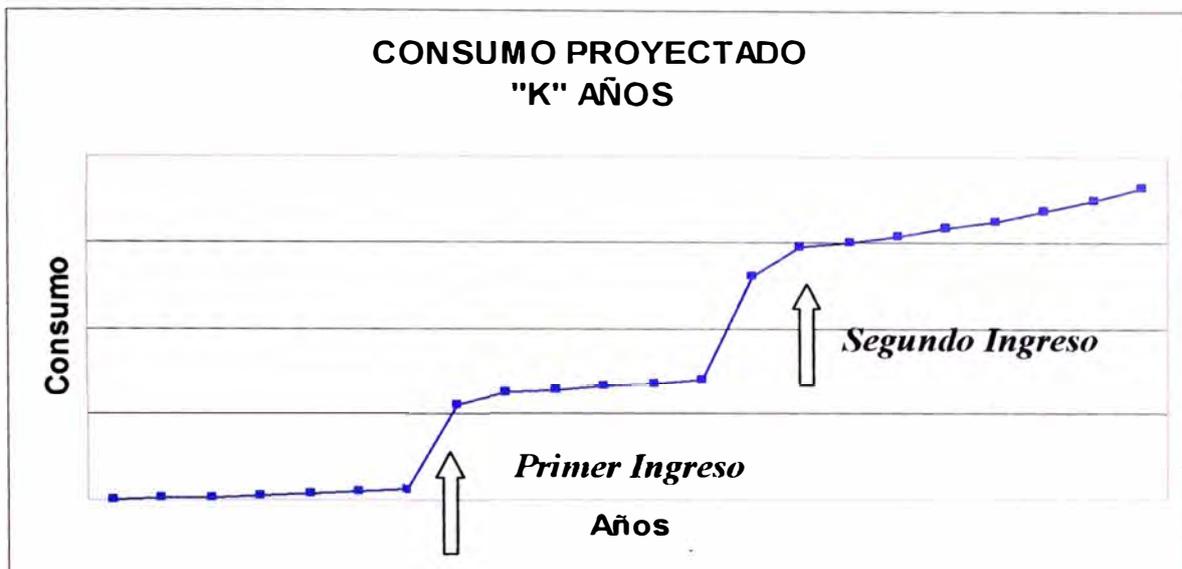
Ahora, para el ejemplo anterior consideremos el ingreso de una Central Termoeléctrica de 200 MW en el año "j" y un proyecto de Hierro Esponja de 1 Tonelada diaria para el año "v" que tendrán un consumo anual de J y V unidades.

Luego nuestra proyección inicial se verá afectada por la consideración de estas dos nuevas demandas de gas natural entonces nuestro cuadro y grafico de proyecciones se verán afectados.

Tabla Nº 23 – Proyección de la demanda con empresas de gran consumo

| AÑO | CONSUMO |
|------------|----------------------------------|
| 1 | Consumo₁ |
| 2 | Consumo₂ |
| | |
| j | Consumo_{v+J} |
| | |
| v | Consumo_{v+J+V} |
| | |
| k-1 | Consumo_{k-1+J+V} |
| K | Consumo_{k+J+V} |

Gráfico N° 21 – Tendencia de la demanda con empresas de gran consumo



Se puede deducir entonces que el ingreso de una actividad intensa en consumo de gas puede definir la viabilidad del proyecto debido a que puede asegurar en el futuro un importante consumo de gas. Así, mercados que pareciesen no atractivos para la inversión pueden serlo con el aprovechamiento de alguna de estas oportunidades.

Hasta aquí habremos determinado las demandas de gas para el corto y largo plazo en un horizonte determinado sujetas a consideraciones y aspectos particulares de los criterios asumidos para esta evaluación.

E. Cálculo del Monto de Inversiones

Para poder determinar las inversiones que se requerirán en el proyecto se deberá primero determinar los aspectos y/o características que conforman al proyecto, tales como:

El gasoducto propiamente dicho, las estaciones de compresión, los gastos antes y durante la operación del sistema de transporte, etc.

En vista que en esta sección se cuenta con un estudio detallado de los aspectos que determinan las inversiones, esta se desarrollará en base a valores promedios de proyectos de este tipo obtenidos de las fuentes de información. En los Anexos nº 3 de este informe se presentan algunos costos de proyectos de este tipo.

Esta parte evaluará las siguientes secciones:

E.1. La Definición del Trayecto

E.2. Diseño del Gasoducto

E.3. Montos de Inversión y Gastos Requeridos

E.1. Definición del Trayecto

A continuación se presentarán algunos aspectos cuyas consideraciones nos permitirá elegir la ruta óptima para el gasoducto, si embargo, en este nivel de prefactibilidad del estudio, no será necesario ahondar en cada uno de los

aspectos mencionados, bastará con realizar un rápido esbozo y consideración de los más relevantes.

Se debe tener presente que esta parte del estudio deberá estar íntimamente ligado con el Estudio de la Oferta, anteriormente desarrollado, esto último es muy importante.

Una de las maneras más simples de esbozar el trayecto será responder a las siguientes preguntas:

- *¿De donde partiremos?*
- *¿Cuál es el punto de llegada?*
- *¿Por donde deberíamos ir?*
- *¿Cuál sería la ruta mínima a recorrer?*
- *¿Cuál es el trayecto técnicamente más fácil?*
- *¿Qué tan lejos estamos de las rutas de acceso?*

Luego, se tendrá ya un primer esbozo de la ruta a considerar para el gasoducto. Las preguntas anteriores traen en si consideraciones netamente económicas.

Entonces, los aspectos relevantes a considerar en esta etapa serán:

- ❖ **Técnicos**
- ❖ **Sociales**
- ❖ **Ambientales**
- ❖ **Estratégicos**

La consideración profunda de todos estos aspectos se deberán realizar en la etapa de los estudios de factibilidad del proyecto. Sin embargo, para esta parte del estudio consideraremos el primero de los aspectos, siendo este uno de los más relevantes debido a que brinda los datos a priori para el diseño del sistema de transporte.

E.1.1. Aspectos Técnicos

En esta parte se pondrán a consideración las características técnicas del gasoducto.

El diseño del gasoducto se realizará tomando las siguientes consideraciones:

- *Propiedades del Fluido*
- *Medio Ambiente del Trayecto*
- *Operación del Gasoducto*
- *Códigos y Estándares*

Se debe recordar que es esta parte de la evaluación no se ahondará tampoco en el diseño del gasoducto debido a que la trayectoria de este aún no ha sido totalmente definida, sin embargo, para el dimensionamiento se deberá contar con los datos mínimos mostrados en el siguiente cuadro.

Tabla N° 24 – Información básica- Datos de dimensionamiento

| GASODUCTOS | | VALORES |
|--------------------------------|------------------------|----------------|
| Longitud | | |
| Capacidad de Transporte | Máx. | |
| | Mín. | |
| Factor de utilización | | |
| Código diseño | | |
| Material Tubería | | |
| Estaciones Compresión | Succión (Psig) | |
| | Descarga (Psig) | |

Como se dijo anteriormente los otros aspectos relevantes en la viabilidad del proyecto serán considerados en la etapa de factibilidad del proyecto.

E.2. Diseño del Gasoducto

Luego de definida la ruta óptima o las posibles rutas óptimas del gasoducto se procederá a determinar su diseño.

En esta etapa de prefactibilidad no se ahondará en la determinación exacta de la configuración o las configuraciones del posible sistema de transporte debido a que este proceso se realizará en la etapa de la ingeniería de detalle si es que se decide invertir en el proyecto.

Como se estudio en el Capítulo II del presente informe, los proyectos de gasoductos, y dentro de ellos su diseño, dependen de las características del sistema de transporte que se determine. Así, el diseño del gasoducto incluye la determinación de sus características particulares tales como:

- ❖ **Longitud del Gasoducto:** Determinado del estudio del trazado óptimo del gasoducto.

- ❖ **Presiones de Operación:** Estarán determinados de acuerdo a los requerimientos del sistema de transporte.

- ❖ **Diámetro del Ducto:** Se determina de ecuaciones de flujo que se hallan escogido y los datos anteriormente obtenidos. Generalmente el flujo requerido es un dato conocido.

- ❖ **Potencia de Compresión del Sistema:** Se determina de acuerdo a la capacidad máxima del ducto requerida y las presiones de operación. Generalmente esta potencia es ingresada al sistema en el transcurso de la vida de operación del proyecto según se desarrolle el mercado para el cual se dimensiono la potencia de compresión.

- ❖ **Espesor del Ducto:** Esta ligado a las presiones máximas permitidas de operación del sistema y la calidad del material que se utilice.

Cabe resaltar que el proceso de diseño es un proceso de retroalimentación, es decir, reevalúa los cálculos con los resultados obtenidos para poder obtener resultados consistentes y acordes a los objetivos esperados.

Dependiendo del evaluador se podrá crear una especie de algoritmo del diseño de los ductos, retroalimentado el proceso cada vez que sea necesario.

La elección de una determinada norma o código para el diseño del ducto será uno de los primeros pasos a realizar.

Existen varias ecuaciones de flujos disponibles para el diseño de ductos, la elección dependerá de las condiciones en las cuales se espera que el sistema de transporte opere.

Se debe tener en cuenta que la optimización de los resultados de diseño en base a la simulación de la operación en regímenes transitorios se podrá realizar en esta parte, pero puede obviarse debido a que los datos exactos acerca de las condiciones por las cuales pasará el ducto y el tipo de cargas que abastecerá no están del todo definidas, es preferible dejarlo para la etapa de factibilidad. A continuación se muestran los datos básicos necesarios dentro del proceso de diseño de gasoductos:

Tabla N° 25 – Datos de entrada

DATOS DE ENTRADA

| | |
|-------------------------------|--|
| GASODUCTO 1 | |
| Propiedades del Fluido | |
| Presión Sistema | |
| Flujo de Gas Natural | |
| Longitud del Ducto | |
| Normas y Códigos | |

Estos datos tuvieron que ser definidos en secciones anteriores de la evaluación.

❖ Elección de Ecuación de Flujo

La elección de la ecuación de flujo con la que se trabajará dependerá de las condiciones con las cuales se espera que el sistema de transporte opere. En los anexos nº 8 de este informe se muestran las ecuaciones de flujo disponibles.

Ejemplo: PANHANDLE “A”

$$Q = 435.87 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} D^{2.6182} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{LG^{0.8538} T_a Z_a} \right]^{0.5394}$$

La descripción de los elementos dentro de la ecuación se muestra en los anexos nº 8.

Además de las ecuaciones “clásicas” utilizadas, existen otras recientemente desarrolladas por empresas operadoras o de institutos de investigación las cuales han probado validez en los cálculos y se ajustan a condiciones más específicas debido a la consideración de mas parámetros.

❖ Potencia de Compresión

La determinación de la potencia de compresión se determinará para las condiciones de operación para las cuales se diseñará el sistema de transporte. Esta presión de operación es función de los requerimientos de

los puntos de entrega y de las condiciones geográficas (niveles altimétricos). La cantidad de caudal a transportar estará en proporción a la potencia requerida por el sistema.

$$\frac{HP}{Q} = 3.03 \frac{P_0}{E_f} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

❖ **Espesor del Ducto**

El espesor del ducto dependerá de las condiciones de operación a las cuales el ducto estará expuesto, del material utilizado, de tipo de proceso de instalación, del tipo de área (poblada o desértica) por la cual este atraviesa y la temperatura. La fórmula a utilizar según la norma ASME B 31.8 es la siguiente:

❖ **Fórmula de Barlow:**

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Donde:

- P: Presión de diseño en psig
- D: Diámetro nominal del tubo en pulgadas
- S: Tensión de fluencia mínima especificada
- F: Factor de diseño. Clase de localización
- E: Factor de junta soldada longitudinal
- T: Factor de temperatura
- t: Espesor nominal en pulgadas

* En el Anexo nº 12 se encuentran los valores de los factores de la fórmula de Barlow, según ASME B31.8

Luego de evaluado el diseño del sistema de transporte se podrá confeccionar una tabla resumiendo los valores obtenidos en el proceso de diseño.

Tabla N° 26 – Resumen de resultados

SISTEMA DE TRANSPORTE

| GASODUCTO 1 | |
|---------------------------|--|
| LONGITUD | |
| DIAMETRO NOMINAL | |
| DIAMETRO INTERNO | |
| MATERIAL UTILIZADO | |
| ESPESOR | |

| ESTACIONES DE COMPRESION | |
|---------------------------------|--|
| RELACION DE COMPRESIÓN | |
| PRESION DE DESCARGA | |
| NUMERO DE ETAPAS | |
| POTENCIA AL FRENO | |
| NUMERO DE ESTACIONES | |

En esta etapa de prefactibilidad se pueden realizar distintas configuraciones para el sistema de transporte dependiendo de las consideraciones hechas.

E.3. Montos de Inversión y Gastos Requeridos

Para la evaluación de las inversiones y gastos del proyecto consideraremos los costos antes de la operación (inversiones) y los costos de operación.

E.3.1. Costos antes de Operación

En los costos de inversión o costos antes de la operación consideraremos:

- ❖ *Costo de Gasoducto*
- ❖ *Estaciones de Compresión*
- ❖ *Gas Almacenado*

- ❖ **Costo del Gasoducto**

Para el cálculo del costo del gasoducto consideraremos todos aquellos gastos en los que se incurren antes de la operación como son: los estudios de ingeniería, tubos, materiales e insumos, equipos de telecomunicación e instrumentación, mano de obra, derechos de vía, etc.

Entonces para la determinación aproximada del costo del gasoducto se pueden utilizar como referencia los costos promedios por longitud y diámetro de los gasoductos construidos dentro del cono sur, estos valores se encuentran alrededor de 20 y 40 US\$/pulg-m, estos incluyen todos los gastos anteriormente enunciados y dependen de los tipos de terrenos y

condiciones por los cuales el gasoducto pasará, además del tamaño del proyecto.

Además se considerará que el 80% de esta inversión le corresponde a los tubos y el 20% restante a la infraestructura de medición y comunicación. Estos porcentajes son asumidos en base a los costos promedios de los proyectos de gasoductos en la región y en el mundo. Ver Anexos nº 3.

Luego podremos evaluar distintas configuraciones de gasoductos:

Tabla Nº 27 – Costo del Gasoducto

| GASODUCTO | LONGITUD | DIAMETRO | COSTO UNITARIO (US\$/pulg-m) | INVERSION |
|--------------------|-----------------|-----------------|-------------------------------------|------------------|
| Gasoducto 1 | | | | |
| Gasoducto 2 | | | | |
| Gasoducto 3 | | | | |

❖ **Costo de las Estaciones de Compresión**

Para el cálculo de las inversiones en las estaciones de compresión se deberá conocer la potencia del compresor requerida a las condiciones de operación.

Además a esta potencia se le debe considerar una potencia adicional como respaldo para eventuales problemas o mantenimientos preventivos.

Entonces para la determinación de la inversión consideraremos un costo promedio de inversión por potencia entre 1,300 a 1,500 US\$ por HP (Caballos de Fuerza), que dependerá de la presión y la capacidad de operación del gasoducto. Este costo incluye los costos de la turbina, compresor, equipos de proceso, obra civil y electromecánica, instalación y puesta en operación.

Se considera que los costos desgregados en las unidades de compresión están a una razón de 50% para la turbina, 30% para el compresor y los equipos de proceso y 20% para las obras civiles y electromecánicas y puesta en operación.

Luego se pueden evaluar distintas alternativas de unidades de compresión:

Tabla N° 28 – Costo de las Estaciones de Compresión

| REQUERIMIENTO DE COMPRESION (HP) | POTENCIA NOMINAL CON RESPALDO (HP) | COSTO UNITARIO (US\$/HP) | COSTO TOTAL (US\$) |
|---|---|---------------------------------|---------------------------|
| HP 1 | | | |
| HP 2 | | | |
| HP 3 | | | |

❖ **Gas Almacenado**

Se le conoce así al gas que queda almacenado dentro de todo el gasoducto y se considera como inventario que forma parte del capital de trabajo. Su volumen se calcula considerando la geometría de la tubería, la operación

media, la temperatura media y el factor de compresibilidad. Este costo siempre es pequeño. Este costo puede o no ser considerado en esta etapa de prefactibilidad.

E.3.2 Costos de Operación

En los costos de operación consideraremos los gastos en combustibles, mantenimiento, operación y mantenimiento.

❖ Gastos Combustibles

Las turbinas de las estaciones compresoras tendrán un determinado consumo específico de gas, este puede ser expresado sobre la base del consumo térmico unitario. Así, podremos obtener el consumo de gas considerando la potencia nominal de la turbina y las horas de operación de esta.

Entonces, para hallar los gastos por concepto de combustibles multiplicaremos los consumos de gas de la estación compresora por el precio del gas natural.

Tabla N° 29 - Gastos Gas Combustible

| CONSUMO ESPECIFICO UNIDAD DE COMPRESION (BTU/HP-HR) | POTENCIA NOMINAL REQUERIDA (SIN RESPALDO) (HP) | HORAS OPERACIÓN ANUALES (HR) | COSTO UNITARIO GAS (US\$/BTU) | COSTO ANUAL (US\$) |
|---|--|------------------------------|-------------------------------|--------------------|
| | HP1 | | | |
| | HP2 | | | |
| | HP3 | | | |

❖ Costos de Mantenimiento

El costo de mantenimiento comprende la conservación del derecho de vía, pintura, materiales diversos, insumos, equipo ligero de transporte, maquinaria pesada, etc., no se considera la mano de obra.

Entonces dentro de los costos de mantenimiento se considerará dos costos diferenciados uno de ellos será el costo asociado al mantenimiento de los ductos y el otro el costo asociado a las estaciones de compresión.

Para el primero de ellos consideraremos un costo igual al 1% de la parte de la inversión correspondiente solo a los tubos.

Para determinar el costo asociado al mantenimiento de la estación de compresión consideraremos un 5% del costo de la inversión en la unidad de compresión sin considerar el respaldo. Además se debe considerar los "overhauls" a las turbinas cada 5 años, estos representan un 60% del costo de la turbina.

Tabla N° 30 – Costos de Mantenimiento de la infraestructura de transporte

| COMPRESOR | COSTO TUBOS (US\$-AÑO) | COSTO UNIDAD COMPRESION (US\$-AÑO) | COSTO OVERHAULTURBINA (US\$ - 5 AÑO) |
|-----------|---------------------------|---------------------------------------|--|
| HP1 | | | |
| HP2 | | | |
| HP3 | | | |

❖ Costos de Operación y Administración

Este rubro comprende todos los gastos de administración y ventas, entre otros, sueldos, equipo, mobiliario, materiales consumibles y rentas. En este rubro es que se considerarán los salarios del personal de operación y mantenimiento, mano de obra directa e indirecta.

Para estimar los gastos anuales por este concepto asumiremos un porcentaje del 1% de la inversión total del gasoducto.

Tabla Nº 31 – Gastos de operación y administración

| GASODUCTO | GASTO ANUAL (US\$-AÑO) |
|--------------------|-------------------------------|
| GASODUCTO 1 | |
| GASODUCTO 2 | |
| GASODUCTO 3 | |

3.2.1.2. Estudio de Factibilidad

Si la evaluación de la etapa de prefactibilidad arroja resultados positivos para la viabilidad del proyecto se pasará a esta segunda etapa. El presente estudio además constituye el fin de la etapa de Preinversión.

En esta etapa se realizan estudios más detallados sobre los parámetros fundamentales del proyecto, como el trazado del gasoducto, las estaciones de compresión, los gastos administrativos, etc.

El estudio de factibilidad se elabora sobre la base de los antecedentes precisos obtenidos mayormente a través de fuentes primarias de información. Las variables cualitativas son mínimas comparadas con los estudios anteriores, debido a que los resultados deberán nacer de cálculos más precisos. El cálculo de las variables financieras y económicas debe ser lo suficientemente demostrativo para justificar la valoración de los distintos resultados. Además, se pondrá más atención por la optimización de los aspectos relevantes del proyecto como lo son el ducto, las estaciones de compresión, las ventas de gas, las tasas de interés, etc.

Los recursos asignados a esta etapa de la evaluación serán mayores que para las etapas anteriores debido a que las evaluaciones que se realicen tendrán que basarse en estudios y análisis mas detallados de los aspectos relevantes del proyecto.

En esta etapa si bien no se desarrolla una ingeniería de detalle, generalmente si se desarrollan las alternativas definitivas acerca de la elección de de las características que tendrá el proyecto como: el tamaño, la traza del ducto, la cantidad de las estaciones de compresión, tipo de financiamiento, etc.

El resultado de este estudio va a permitir definir la viabilidad del proyecto transformándose en una de las herramientas de decisión de la inversión.

La decisión de la inversión significará el desarrollo del proyecto pero no a las condiciones y resultados obtenidos en la evaluación de factibilidad, sino que el proyecto continuará su evaluación a niveles más profundos como la ingeniería de detalle y la optimización de los análisis financieros.

Se debe tener en cuenta que el resultado del estudio de factibilidad puede ser positivo pero no tan rentable o atractivo para la decisión de la inversión, debido a las condiciones actuales de los aspectos decisorios del proyecto. Así, estos proyectos pueden quedar en cartera a la espera de cambios.

También puede que estos proyectos no sean viables en esta etapa debido a la consideración más real de aspectos que no se consideraron en los anteriores estudios, en tales casos, el resultado de esto no será decisorio para el descarte del proyecto, sino que permitirá tener información

estratégica para conocer las acciones posibles a realizar (si el proyecto lo amerita) para sacar adelante el proyecto.

El desarrollo de este estudio considerará los mismos puntos de análisis que los utilizados para el estudio de prefactibilidad, debido a que en esencia es el mismo proyecto en el cual se buscan alcanzar los mismos objetivos, a diferencia que en este caso se tendrá en cuenta las consideraciones que se deberán adoptar debido a las características de la información, datos y análisis mas detallados realizados en esta etapa de la evaluación.

Entonces la secuencia para la formulación de este estudio será la siguiente:

A. Fuentes de Información

B. Antecedentes de la Región

C. Criterios para el Estudio de la Oferta

D. Criterios para la Determinación de la Demanda y sus Proyecciones.

E. Cálculo de los Montos de Inversiones

A diferencia de las etapas de estudio anterior, la introducción de supuestos será menor disminuyéndose el riesgo asociados a estos proyectos, esto debido básicamente a que los resultados y consideraciones utilizadas estarán basados en análisis mas detallados.

A. Fuentes de Información

Como vimos en el estudio anterior de prefactibilidad, la elección de las fuentes de información para la evaluación de los proyectos es vital debido a que la agencia de mejor información permitirá reducir el riesgo en los proyectos.

Para la realización de esta etapa del estudio se cuenta con la asignación de mayores recursos debido a la necesidad de contar con datos más precisos acerca de los aspectos relevantes del proyecto.

La información que generalmente es utilizada en esta etapa se le conoce como información de primera mano debido a que es recolectada y en muchos casos determinada para el propósito mismo del proyecto. Así, los resultados originados de esta etapa resultarán sobre la base de antecedentes demostrativos en su mayoría.

Se entiende que la calidad de la información con la que se contará será más alta, sin embargo, la cantidad será también requisito toda vez que sea posible para mejores resultados. Sin embargo se debe tener en cuenta que si bien se cuenta con mas tiempo para el estudio, este también será limitado, así, no podrá esperar obtener mucha información sino lo importante es saber trabajar con la poca que se pueda obtener o seleccionar de la mucha que se obtuvo.

Entonces, la obtención de la información para esta parte se iniciará de las premisas y resultados ya utilizados del estudio anterior de prefactibilidad. Se entiende que el propósito y resultado esperados del proyecto son ampliamente conocidos por el evaluador. Lo importante de lo anterior es que al haberse tenido un tipo de fuentes de información y resultados relacionados a esta, se tiene ya una especie de “*benchmark*” de información para poder decidir que tipo de información se requiere de referencia con la que ya se trabajó y que tanto sirvió esta para el propósito del proyecto, para poder determinar de una mejor manera que es lo que se buscará obtener.

Entonces, se ha visto que uno de los primeros resultados a obtener será la demanda en el corto y largo plazo que tendrá el gas natural en la región para poder determinar con esto la infraestructura para poder abastecer este requerimiento incluso en el largo plazo y las inversiones y gastos que tendrán que realizar antes de la operación y en el transcurso de la vida del proyecto.

Además, el tema del financiamiento que no se profundizó en la etapa de prefactibilidad tendrá que ser considerado con mucha mayor profundidad en esta parte del estudio.

Como se consideró en la etapa de prefactibilidad acerca de la importancia del conocimiento de la utilización de la energía, sus flujos y comportamientos históricos para la determinación de la demanda de corto y largo plazo, este también será uno de los primeros pasos a considerar.

Se debe recordar que la obtención de proyectos similares será una de las informaciones mas valiosas que se puedan hacer, toda vez que se puedan adaptar lo mas cercanamente posible a las condiciones del proyecto que se está evaluando, sin embargo, a esto existen dos factores trabas para los proyectos de gasoductos en Perú, el primero, que en Perú no existen proyectos similares (excepto el Proyecto Camisea en pleno desarrollo) y el otro es que habrá información válida para el proyecto pero a la cual no se podrá tener un acceso libre debido al valor, exclusividad, carácter estratégico, etc., que este tenga para la entidad poseedora de la información.

B. Antecedentes de la Región

Como se anotó en el estudio de prefactibilidad, la noción de las características y datos particulares de la región a la cual se pretende llevar el gas son necesarias para la primera noción de las configuraciones que tendrá el proyecto, es decir, el esbozo del perfil del proyecto. La intención de esta etapa era la de conocer aspectos tales como la tasa de crecimiento poblacional, el nivel de ingreso de los habitantes, nivel de desarrollo industrial, políticas de desarrollo, tipo de clima, nivel de comercio, etc., para con ellos introducir factores que nos ayudarán en la determinación la demanda actual y las proyecciones de esta además de conocer las posibles rutas del gasoducto, las rutas de acceso y las consideraciones medioambientales que se deberán tener en cuenta.

En el estudio de prefactibilidad puede ser necesaria solo la información obtenida de las fuentes secundarias sin la necesidad de mayor acercamiento o conocimiento de los aspectos relevantes del proyecto. Entonces, debido al nivel de estudio en la etapa de prefactibilidad, no era necesario conocer estos detalles de primera mano, sin embargo, en esta etapa de factibilidad las consideraciones tomadas para el proyecto deberán realizarse sobre la base del conocimiento en lo posible directo de los aspectos antes mencionados. Es decir, se deberá tener algún tipo de conocimiento mas profundo o mayor roce con los aspectos relevantes del proyecto, así se necesitará quizá la opinión y/o experiencia de los involucrados directos e indirectos del proyecto como los son: las empresas consumidoras,

comunidades atravesadas por el gasoducto, municipalidades, gobiernos regionales, etc.

Una de las informaciones más importantes es conocer las políticas de desarrollo regionales que posee la región evaluada respecto al desarrollo industrial y/o energético, es decir, los lineamientos que tienen estas y sus contrastes con las políticas energéticas nacionales para su desarrollo.

Se entiende que la utilización del gas y los beneficios que esto trae deben ser bien entendidos por las regiones y por el Estado para fomentar el desarrollo de su consumo en las regiones.

En esta etapa se afinarán y/o comprobarán y en algunos casos se desecharán algunos datos que fueron utilizados en el estudio de prefactibilidad, además, como se dijo anteriormente, se obtendrán otros nuevos datos para una mejor evaluación del proyecto.

Vale señalar que incluso en este nivel de estudio habrá algunos aspectos que no podrán ser analizados a detalle, sin embargo, el nivel de análisis de este estudio deberá ser el suficiente que me permitirá reducir la incertidumbre del riesgo en la decisión de inversión en el proyecto.

En esta parte del estudio también se podrá utilizar algunos datos obtenidos de fuentes secundarias y que fueron utilizados en el estudio de prefactibilidad, entonces en esencia las fuentes secundarias de información

utilizadas en el anterior estudio también serán válidas para este estudio además de los datos obtenidos de investigaciones y/o determinaciones propias realizadas para el proyecto. Respecto a las fuentes secundarias, en la sección anterior se hizo el listado de estas.

Debido a que uno de los aspectos más relevantes en los proyectos de gasoductos es la determinación de la demanda en el corto y largo plazo, uno de los primeros datos o evaluaciones que se deberán realizar será el consumo energético de la región.

En cierta forma, en el estudio de prefactibilidad se vieron algunas maneras de determinar este consumo, sin embargo, los datos obtenidos de estas fuentes no representan de la mejor manera los consumos posibles para el cálculo de la demanda del gas, debido a que en un primer caso los consumos representaban consumos globales que incluían participaciones fuertes de energéticos como la leña o la hidroelectricidad que son difícilmente sustituidos por el gas y en el segundo caso, de las descargas de combustibles, la posible amplia diversificación de los puntos de consumo dentro de la región lo cual haría inviable el proyecto debido a que a primera vista resultaría muy costoso el tendido de una red de transporte para centros de poco consumo. Se debe recordar que para salvar en cierta manera estas incertidumbres en la determinación de la demanda es que se determinaron los "Factores de Sustitución".

Entonces para esta etapa de la factibilidad utilizaremos una herramienta muy utilizada y desarrollada en el mundo de la ingeniería, la cual es el “Balance Energético”. El balance energético en las empresas es una herramienta fundamental para cualquier programa de administración de energía, de cualquier empresa que desee controlar sus costos de energía.

Entonces a continuación se presenta una posible forma de proceder para la determinación de la demanda de corto y largo plazo del gas en la región, entendiéndose que este nivel de este estudio es mas profundo.

- ❖ **Criterio:** Para la determinación de la demanda en el corto plazo se tendrá que determinar cuanto de los energéticos utilizados actualmente se podrá sustituir por gas natural, para eso necesitaremos saber como es que se están utilizando estos energéticos dentro de la región, luego para la determinación de la demanda de largo plazo se tendrá que realizar encuestas entre los consumidores actuales acerca de sus intenciones de expansión o incursión en otras actividades energéticas y los consumos de gas que estas traerán consigo. Se debe tener presente que se habla ya de una expansión utilizando gas debido a que se supone que en el largo plazo la conversión a gas ya estará realizada.

- ❖ **Fuente:** *Balance Energético:* Un balance energético brinda una representación de la estructura y funcionamiento del sistema energético. Lo hace en una forma organizada y sistemática,

sinтетizando la información en una “matriz resumen” general. En ella se pueden analizar todos los procesos y transformaciones que sufre una determinada fuente a través de todo un sistema, así como, para cada rubro, las magnitudes correspondientes a cada fuente. Con el balance energético entonces podremos identificar las potencialidades de sustitución de aquellos procesos que consumen energéticos directa o indirectamente, siendo la suma de estos volúmenes a sustituir la demanda del gas natural a corto plazo.

Los “cuadros resumen” de las auditorias energéticas realizadas a la región podrán tener distintos formatos, pero todos ellos deberán presentar informaciones básicas y específicas acerca de sus operaciones.

Para el cálculo de la demanda se debe tener en cuenta que el evaluador tendrá que saber escoger los datos para la determinación de esta considerando características como la infraestructura de consumo existente, distanciamiento entre los puntos de consumo relevantes, proyección de desarrollo de los centros de consumo actuales, nuevas zonas de desarrollo, oportunidades de utilización del gas, etc. Es decir, se deberá identificar en la medida de lo posible, las actividades que puedan utilizar el gas en procesos energéticos y no energéticos si los hubiese.

A continuación se muestran algunos cuadros conteniendo información básica y específica del balance energético de la región. Además se muestra un cuestionario de preguntas básicas a realizarse para la determinación de la demanda del corto plazo.

Tabla N° 32 – Matriz Resumen para el balance energético de la región

| BALANCE ENERGETICO | FUENTES PRIMARIAS | FUENTES SECUNDARIAS | PERDIDAS | TOTAL | |
|--|--------------------------|----------------------------|-----------------|--------------|--|
| ENERGIA PRIMARIA | (1) | | | | |
| CENTROS TRANSFORMACION PRIMARIOS | (2) | | | | |
| CENTROS DE TRANSFORMACION SECUNDARIOS | (3) | | | | |
| ENERGIA SECUNDARIA | | (4) | | | |
| OFERTA BRUTA Y CONSUMO NETO | (5) | | | (5) | |
| CONSUMO NETO DE ENERGIA | (6) | | | (6) | |

- (1) Balance de Energía Primaria
- (2) Balance de Centros de Transformación Primarios
- (3) Balance de Centros de Transformación Secundarios
- (4) Balance de Energía Secundaria
- (5) Oferta Bruta y Consumo Neto
- (6) Distribución Sectorial del Consumo Final Energético

Tabla N° 33 – Consumo histórico de energía – Sector industrial

| AÑO | CARBON | | | PETROLEO | | | | | | ELECTRICIDAD | | OTROS COMB. |
|------|------------|-----------|-------|----------|----------|----------|----------|----------|--------------|--------------|---------|-------------|
| | BITUMINOSO | ANTRACITA | COQUE | G.L.P | KEROSENE | GASOLINA | DIESEL 2 | BUNKER 6 | RESIDUAL 500 | PROPIA | SISTEMA | |
| | NAC. | IMPORT. | NAC. | | | | | | | | | |
| | TON | TON | TON | gal | gal | gal | Gal | gal | gal | kWh | kWh | |
| 1985 | | | | | | | | | | | | |
| 1986 | | | | | | | | | | | | |
| 1987 | | | | | | | | | | | | |
| 1988 | | | | | | | | | | | | |
| 1989 | | | | | | | | | | | | |
| 1990 | | | | | | | | | | | | |
| 1991 | | | | | | | | | | | | |
| 1992 | | | | | | | | | | | | |
| 1993 | | | | | | | | | | | | |
| 1994 | | | | | | | | | | | | |
| 1995 | | | | | | | | | | | | |
| 1996 | | | | | | | | | | | | |
| 1997 | | | | | | | | | | | | |
| 1998 | | | | | | | | | | | | |
| 1999 | | | | | | | | | | | | |
| 2000 | | | | | | | | | | | | |
| 2001 | | | | | | | | | | | | |
| 2002 | | | | | | | | | | | | |
| 2003 | | | | | | | | | | | | |

Tabla N° 34 – Cuestionario básico para la determinación de la demanda

CUESTIONARIO BASICO PARA LA DETERMINACION DE LA DEMANDA

| | | |
|----------|---|--|
| 1 | ¿De donde provienen los derivados de petróleo que se utilizan en la ciudad? | |
| 2 | ¿Cuál es la demanda de derivados del petróleo (día, mes, año) de la región? | |
| a | Gasolina | |
| b | Kerosene | |
| c | Diesel 2 | |
| d | Bunker 6 | |
| e | R-500 | |
| 3 | Precios del combustible en la ciudad | |
| a | Gasolina | |
| b | Kerosene | |
| c | Diesel 2 | |
| d | Bunker 6 | |
| e | R-500 | |
| 4 | ¿Cómo se distribuye la demanda de los combustibles derivados en los sectores energéticos y no energéticos dentro de la región? | |
| 5 | Datos Generales de la Región | |
| a | Número de Empresas Sector Comercial | |
| b | Número de Empresas Sector Industrial | |
| c | Número de Habitantes | |

Ahora depende del evaluador ordenar esta información y en base de encuestas a las empresas determinar cuando del total de todos esos energéticos se sustituirán en el corto y largo plazo.

Se debe recordar que aún la incertidumbre persiste debido a que nada me asegura que las encuestas y el balance energético me muestren exactamente que valor tendrá la demanda de corto plazo y largo plazo. Como mas adelante veremos una de las formas de reducir esta incertidumbre son los Contratos de Compromiso de Compra de parte de los consumidores con las empresas operadoras.

C. Criterios para el Estudio de la Oferta

El estudio de la oferta a este nivel de estudio partirá del análisis planteado en la etapa de prefactibilidad y profundizará en el análisis de la disponibilidad del yacimiento considerando los contratos con clientes existentes y los requerimientos de gas en el futuro.

En esencia los criterios mostrados en el estudio de prefactibilidad serán los mismos que para este estudio.

Al igual que en el estudio de prefactibilidad este estudio solo se limita a la presentación de las alternativas para la toma del gas analizando con mayor profundidad las consideraciones del estudio, que serán los mismos que para el estudio de prefactibilidad.

Se debe notar que la diversidad de la oferta del gas natural en nuestro mercado es muy poca debido a que hay solo tres áreas geográficas bien diferenciadas, el potencial de ellas no es muy grande, se están explotando a un bajo factor de planta, no existe una infraestructura de transporte de gas natural propiamente dicha y tampoco una cultura de utilización del gas salvo en las zonas de producción. Entonces el estudio de la oferta ingresará algunos supuestos a la evaluación debido a que aspectos como los precios en las distintas fases de la cadena del gas no están aún totalmente definidos.

Entonces, el estudio de la oferta en esta etapa también considerará los mismos aspectos que para el estudio de la prefactibilidad tratando de ahondar en la disponibilidad de los yacimientos y en la infraestructura de transporte existente (en este último caso la troncal principal del proyecto Camisea).

Así, los aspectos a analizar (con mayor profundidad) en esta etapa también serán los que se muestran a continuación:

C.1. Situación Actual del Negocio del Gas en Perú

C.2. Perspectivas de la Producción y Reservas de Gas Natural

C.3. Infraestructura de Transporte

C.4. Perspectivas de la Infraestructura de Transporte

C.5. Precios del Gas Natural

El análisis de los aspectos arriba mencionados no se desarrollará en este informe. Se considerarán como puntos de partida válidos para el análisis lo desarrollado en la etapa de prefactibilidad tomando en consideración que para este nivel del estudio se tendrá que profundizar en algunos aspectos.

D. Criterios para la Determinación de la Demanda y sus Proyecciones

Se ha planteado que uno de los problemas para el estudio de la viabilidad de este tipo de proyectos es la determinación de la demanda en el corto y largo plazo. Las características de estos proyectos se han analizado en el Capítulo II del presente informe.

Además, se planteó que para la determinación de la demanda en el corto plazo se estimarán los volúmenes de los combustibles sustituidos y las oportunidades de utilización del gas en actividades energéticas y/o no energéticas si las hubiese, en los niveles de producción y consumos actuales.

Para la determinación de la demanda en el largo plazo, es decir, la proyección de la demanda, se utilizarán las encuestas energéticas realizadas a los consumidores acerca de sus intenciones de crecimiento y/o ampliación, contrastados con los datos históricos del crecimiento energético de las empresas y de la región, además de las posibles oportunidades de mercado para el gas que se puedan presentar en la región debido a condiciones particulares que estas tengan.

Como se ha visto, el análisis en esta parte del estudio utiliza en esencia los mismos criterios utilizados en el estudio de prefactibilidad para la determinación de la demanda en el corto y largo plazo con la diferencia que

el análisis tiene un nivel mas profundo basado en información de primera mano.

D.1. Demanda de Corto Plazo – Sustitución de Combustibles

La demanda de corto plazo considerará al igual que en el caso de la prefactibilidad la sustitución de algunos energéticos potencialmente sustituibles por el gas natural y algunos procesos en los cuales estos intervienen. No será necesario asignar un Factor de Sustitución a los resultados obtenidos debido a que estos representan ya los consumos determinados para la sustitución.

Esta demanda se determinará en base a los resultados obtenidos a partir de las fuentes de información utilizadas por el evaluador, una de ellas, como se planteó, puede ser el balance de energía y/o consumos de energéticos dentro de la región.

Se debe tener en cuenta que para la determinación de la demanda de corto plazo se deberán considerar algunos aspectos internos y externos al proyecto evaluado que influenciarán en la sustitución. Entre estos aspectos tenemos:

❖ **Participación del Energético**

Un determinado energético estará más propenso a ser sustituido cuando su participación dentro de la matriz energética de la región sea mayor. Este comportamiento obedece a la búsqueda de hacer mas eficiente y de menos costo la dieta energética de la región. Sin embargo, este no será el único factor a considerar.

❖ **Costo/Beneficio de la Sustitución**

El precio final del gas respecto a los otros energéticos potencialmente sustituibles de uso corriente será uno de los factores más importantes para la determinación de la sustitución. Así, una mayor brecha entre el precio del gas y el energético a sustituir fomentará la migración hacia la utilización del gas.

❖ **Rutas de Acceso**

Este ponderador estará referido a las vías de acceso hacia la región o a la facilidad que tienen los energéticos corrientes para su transporte a los centros de consumo de la determinada región. La continuidad del abastecimiento del gas natural vía gasoducto representa poder eliminar la incertidumbre del abastecimiento.

❖ **Tipo de Sector de Consumo**

Dependiendo del sector donde se este consumiendo el energético, este estará mas propenso a su sustitución debido a su factibilidad de

penetración en el mencionado sector, además de la tecnología involucrada y las viabilidades técnico económicas de la sustitución.

❖ **Política de Sustitución**

Las políticas de sustitución son quizá el factor más importante para el desarrollo y su penetración del mercado del gas tanto en el corto como el largo plazo. Esta será una tarea de cada región y las competencias para esto se están aún constituyéndose las normas de las regiones en el proceso de la regionalización del Perú.

❖ **Nivel de Actividad Comercial**

Este es uno de los factores que influenciarán para la penetración del gas natural en los sectores menos propensos a la migración como son el sector transporte, el comercial y el residencial.

Además de los aspectos arriba mostrados podrán incluirse otros dependiendo de las condiciones particulares de la región o del mismo proyecto o no considerarse alguno de ellos.

D.2. Demanda de Largo Plazo - Proyección de la Demanda

Para la determinación de la proyección de la demanda se podrán utilizar distintos métodos de proyección, pero cualquier método utilizado deberá ser contrastado con los datos obtenidos para el estudio de la demanda para poder determinar incongruencias en las estimaciones de la demanda futura.

Como se enuncio en el estudio de prefactibilidad, una forma de clasificar las técnicas de proyección consiste en hacerlo en función de su carácter, esto es, aplicando métodos de carácter subjetivo, modelos causales y/o modelos de series de tiempo. Para la elección de cualquier técnica de proyección se deben de tener en cuenta las características del bien o servicio que generará el proyecto, en este caso es el transporte del gas natural, así para el caso peruano se debe tener presente que no se cuenta con datos históricos acerca del consumo o utilización del gas natural. Existen experiencias acerca de la utilización del gas en los países vecinos (Argentina, Colombia, Chile), sin embargo, debido a las características particulares del gas, su transporte y las condiciones propias de cada país, sería errado pensar en utilizar los comportamientos que tuvo el gas en esas realidades particulares como propios para nuestro mercado naciente, sin embargo, son modelos válidos para la toma de suposiciones particulares.

Los resultados obtenidos en el estudio de prefactibilidad nos permitirán tener un punto de partida y además contrastar los resultados que surjan de este estudio de la factibilidad. Los análisis de este estudio de factibilidad serán los

mismos que los realizados en el estudio de prefactibilidad a excepción de que estos se realizarán a una mayor profundidad. Es lógico pensar que los resultados de este estudio estarán mas cercanos al comportamiento de la demanda en el futuro, así, si los resultados de este estudio resultan mas optimistas que los determinados en el estudio de prefactibilidad (respecto a los volúmenes requeridos) se podrá tener una primera luz acerca de la viabilidad del proyecto, no porque el volumen transportado sea el único determinante de estos proyectos pero si uno de los mas preponderantes.

Debido a que el futuro es incierto, para la determinación de las proyecciones de la demanda se ingresarán algunos supuestos que me permitirán confeccionar distintos escenarios de acuerdo a los supuestos adoptados. Entre los supuestos mas comunes se podrán encontrar los precios futuros del gas, las tasas de crecimientos del consumo, las políticas de fomento de la utilización del gas dentro de la región, pero sobre todo de las oportunidades que se puedan desarrollar dentro de la región debido a las condiciones propias de esta.

La determinación de la demanda futura me permitirá poder definir el diseño del gasoducto y las facilidades necesarias para el sistema en el transcurso de la vida del proyecto, así como la viabilidad del proyecto.

Es muy probable que los proyectos de gasoductos dentro de Perú comiencen su vida operativa con índices de rentabilidad negativos debido a que los volúmenes iniciales requeridos estarán por debajo de aquellos mínimos volúmenes que harían rentable el proyecto. Entonces, es necesario poder determinar una proyección de demanda conservadora, ya que el futuro es incierto y asumir proyecciones muy favorables podría hacer que el proyecto no retorne las inversiones realizadas o hacer proyecciones muy pesimistas que subdimensionen la infraestructura de transporte.

Es por esto que se deban adoptar condiciones contractuales entre las partes involucradas del proyecto o quizá la intervención del Estado para sacar adelante algún proyecto en particular. En el Capítulo VI se desarrollan algunas propuestas para poder sacar adelante estos tipos de proyectos en el Perú.

Luego, por comodidad la proyección de la demanda deberá mostrarse en un cuadro resumen y ser graficado para poder visualizar mejor el comportamiento de la demanda y poder determinar la demanda requerida para cada año proyectado así como el caudal promedio en el horizonte de evaluación todos estos necesarios para el cálculo de la infraestructura de transporte.

E. Cálculo de los Montos de Inversiones

Para la determinación de las inversiones y los gastos que el proyecto demandará tanto en la etapa antes de la operación como en el transcurso de la vida útil del proyecto se tendrán que evaluar los elementos que intervendrán en este.

La diferencia del cálculo de estas inversiones con respecto al estudio de prefactibilidad será que estas se desarrollarán con un mayor grado de profundidad basado en datos más reales acerca del proyecto, debido a los estudios anteriormente realizados.

Al igual que en el estudio de prefactibilidad, en este estudio también se evaluarán las siguientes secciones:

E.1. La Definición del Trayecto

E.2. Diseño del Gasoducto

E.3. Montos de Inversión y Gastos Requeridos

E.1. Definición del Trayecto

En esencia el análisis de esta sección seguirá los mismos criterios para la definición de la ruta óptima del ducto. En esta sección se descartarán las posibles rutas determinadas en la etapa de prefactibilidad en base a un estudio mas profundo de los aspectos relevantes de la determinación de la ruta.

Así, a partir de las posibles rutas óptimas determinadas en el estudio de la prefactibilidad se desarrollarán los otros aspectos que no fueron tocados o que lo fueron ligeramente.

Los aspectos a considerar serán:

- ❖ **Técnicos**
- ❖ **Sociales**
- ❖ **Ambientales**
- ❖ **Estratégicos**

E.1.1. Aspectos Técnicos

- ❖ Características del Gas Natural
- ❖ Longitud del Ducto y Condiciones de Diseño
- ❖ Seguridad y Confiabilidad de las Instalaciones
- ❖ Costos de Capital, de Operación y Mantenimiento
- ❖ Condiciones del Terreno: Topografía y Medio Ambiente
- ❖ Códigos y normas de construcción

Se debe tener presente que el análisis de los aspectos técnicos en esta sección no se refieren al diseño del sistema de transporte en si, sino que representan los aspectos necesarios a considerar para la determinación de la ruta óptima y con estos resultados obtenidos entrar al desarrollo del diseño propiamente dicho. La forma del análisis de este aspecto y los

resultados obtenidos deben estar ligados o relacionados con el buen conocimiento del tipo de proyecto que se evalúa y los resultados que se esperen obtener. Así, por ejemplo, se buscará que el trayecto del gasoducto no atraviese zonas con mucha diferencia altimétrica debido a la mayor potencia de compresión que se requerirá o que tanto el gasoducto estará alejado de las rutas de acceso, estas y muchas otras consideraciones tendrán que ser realizadas.

Cabe recordar que este aspecto técnico es el único de los aspectos relevantes internos al proyecto. Los aspectos que a continuación se desarrollan son de carácter externos pero que afectan al proyecto.

E.1.2. Aspectos Sociales

- ❖ Comunidades Afectadas e Implicaciones
- ❖ Intereses de Terceras Partes
- ❖ Propiedad de los Terrenos y Estatutos de Zonificación
- ❖ Foros / Programas Públicos e Información a las Comunidades

Los aspectos sociales están asociados a la relación que tendrá el proyecto con las poblaciones involucradas las cuales atravesará y/o el Estado, y las limitaciones o ventajas que el proyecto pueda encontrar en estas. Así, en esta parte se deben considerar los derechos de vía y compras de terrenos, los cánones a pagar a la región, las relaciones con los centros poblados, etc.

E.1.3. Aspectos Ambientales

- ❖ Restricciones ambientales
- ❖ Perfil del terreno, suelos y drenajes
- ❖ Construcción de accesos temporales y definitivos
- ❖ Hidrología
- ❖ Disposición de desechos orgánicos e inorgánicos
- ❖ Obras de Protección Geotécnica

La consideración de los aspectos ambientales es uno de los aspectos que no deben ser dejados de lado, menos aún en estos tiempos, debido a la presión los organismos ambientales y el respeto del medio ambiente. El respeto del medio ambiente es una de factores que mejor pintan a los proyectos de hoy en día. Las empresas actualmente gastan muchos recursos en el estudio y tratamiento de los aspectos ambientales.

Es evidente la importancia que la consideración de estos aspectos esta teniendo en la aprobación de los financiamientos de parte de algunas entidades para el Proyecto Camisea.

Las consideraciones que se realizan en esta sección deberán ser obtenidas de estudios especializados que consideren el impacto ambiental del proyecto.

E.1.4. Aspectos Estratégicos

- ❖ Desarrollo de la infraestructura comunitaria y regional
- ❖ Desarrollo de industrias locales específicas
- ❖ Desarrollo de industrias y generación de mercados secundarios
- ❖ Desarrollo de actividades de servicios

El aspecto estratégico al igual que los dos anteriores representa un tema externo al proyecto pero que influye en su evaluación. Este aspecto está relacionado con las políticas de desarrollo que se tengan en la región evaluada y/o el área de influencia que tendrá el proyecto, además de las condiciones que tenga esta respecto a las oportunidades de desarrollo de la utilización del gas a las condiciones particulares de la región.

De considerar todos los aspectos arriba mencionados se obtendrá la ruta óptima para el trazado del gasoducto. La fase que sigue a continuación será la del diseño propiamente dicho, en ella se obtendrán las características particulares del gasoducto que recorrerá la ruta que acaba de determinarse.

Hasta este punto debemos de haber determinado cierta información básica, propensa de cambio, acerca del sistema de transporte, esta información me servirá para ingresar a la etapa de diseño.

Además se puede utilizar matrices de decisión como herramientas para poder valorar las opciones y elegir la opción óptima para el trayecto del gasoducto en evaluación.

Tabla N° 35 – Información Básica – Datos Dimensionamiento

| GASODUCTO | | VALORES |
|--------------------------------|------------------------|----------------|
| Longitud | | |
| Capacidad de Transporte | Máx. | |
| | Mín. | |
| Factor de utilización | | |
| Código diseño | | |
| Material Tubería | | |
| Estaciones Compresión | Succión (Psig) | |
| | Descarga (Psig) | |

E.2. Diseño del Gasoducto

El diseño del gasoducto es una de las fases mas sistematizadas de los proyectos de gasoductos, es aquí donde se determinará en base a un procedimiento de cálculo generalmente definido, las características particulares del gasoducto en cuestión y las facilidades dentro del sistema de transporte.

A diferencia del estudio de prefactibilidad es que el nivel de análisis para el diseño del gasoducto es mas profundo debido a la información mas detallada, cantidad y calidad, acerca de la configuración del sistema de transporte que se espera operar.

Los resultados esperados serán los mismos enunciados en la etapa de prefactibilidad y son:

- ❖ **Longitud del Gasoducto**
- ❖ **Presiones de Operación**
- ❖ **Diámetro del Ducto**
- ❖ **Potencia de Compresión del Sistema**
- ❖ **Espesor del Ducto**

La utilización de software especializado para el diseño de gasoductos se ha vuelto una práctica común entre los ingenieros de diseño debido a las reducciones de tiempo, incertidumbres en los cálculos y al final de cuentas costos que su utilización trae. Sin embargo, cabe recordar que el proceso de diseño, y aún mas general la evaluación de este tipo de proyectos, requiere un conocimiento de las características particulares que estos proyectos envuelven. El estudio del proyecto se analizó en el Capítulo II.

La facilidad de contar con mayor información y de mejor calidad en comparación con el estudio de prefactibilidad me permitirá realizar las simulaciones que en el caso de prefactibilidad hubiesen podido desarrollarse pero no hubiesen tenido la validez suficiente.

La utilización de simulaciones para el análisis de los comportamientos estáticos y transitorios al cual el gasoducto estará sometido deberá realizarse para poder optimizar el ducto determinando de manera más eficaz

las características del sistema de transporte y así evitar problemas de sobre-dimensionamiento o sub-dimensionamiento posteriores al inicio de la operación del ducto.

El proceso de diseño puede seguir una metodología determinada dependiendo del evaluador y las herramientas que se tengan. Así, se podría utilizar el mismo criterio de proceder para el proceso de diseño que el mostrado en el estudio de prefactibilidad. Igualmente los resultados esperados son los mismos.

E.3. Montos de Inversión y Gastos Requeridos

La evaluación de las inversiones y gastos requeridos por el proyecto antes de su operación y el transcurso de esta se determinarán en base a los costos de la infraestructura y operación del sistema de transporte.

El pago de los préstamos, los intereses, los plazos, la forma de financiamiento se considerará aún.

Entonces al igual que en el estudio de prefactibilidad, los costos se dividirán en costos antes de operación, básicamente inversiones, y los costos durante la operación.

E.3.1. Costos antes de Operación

- ❖ *Costo de Gasoducto:* Dependen de las dimensiones del ducto y de la calidad del material utilizado (costo unitario del material).
- ❖ *Estaciones de Compresión:* Dependerán de las condiciones del gas y las pérdidas por fricción ocasionadas por el flujo del mismo.
- ❖ *Gas Almacenado:* Es el gas que se encuentra almacenado en toda el gasoducto y depende la geometría del ducto y las condiciones del gas. Se le considera como Capital de Trabajo.

E.3.2. Costos Durante Operación

- ❖ *Gastos Combustibles:* Depende del consumo específico de las turbinas en las estaciones compresión y de las horas de operación.
- ❖ *Costos de Mantenimiento:* Referido a los costos de herramientas, insumos y repuestos requeridos por la infraestructura existente. No esta considerado la mano de obra.
- ❖ *Costos de Operación y Administración:* Referido a los costos por pago de personal de operación y mantenimiento y administración. Depende de las dimensiones de la infraestructura.

Mayor información acerca del desarrollo de cada uno de los ítems mostrados en los costos se encuentra en el estudio de prefactibilidad.

Como vimos en el estudio de prefactibilidad los costos asociados al gasoducto y a las estaciones de compresión eran determinados respecto a costos promedios de proyectos realizados dentro de la región, mientras que todos los otros costos se determinaron como porcentajes de estos costos en unos casos del ducto y en otros de las estaciones de compresión. Sin embargo, el estudio de factibilidad requiere que los costos involucrados en toda la vida del proyecto sean determinados en base a menos supuestos, es decir, lo más pegados a la realidad posible y esto lo facilita en gran medida toda la información que hasta este momento ha sido obtenida.

Los costos antes de la operación pueden ser calculados en función de sus características técnicas que poseen. Así, costos podrán ser expresados como siguen:

$$C_{DUCTO} = f_{(P,D,C)} \quad C_{ESTAC.COMP.} = f_{(\Delta P,\rho,L)} \quad C_{GASALMAC.} = f_{(P,\rho,L)}$$

Donde:

P: Presión media de operación del ducto

D: Diámetro promedio del ducto

C: Costo del material del ducto

ΔP : Perdida de presión debido a la fricción

L: Longitud entre dos estaciones de compresión

ρ : Densidad

$$C_{COMBUSTIBLE} = f_{(h,Ce)} \quad C_{MANTTO.} = f_{(REPUESTOS, MANTTO)}$$

$$C_{OPER. \& ADM.} = f_{(INFRAEST)}$$

Donde:

h: Horas de operación de la estación de compresión

Ce: Consumo específico de combustible de la estaciones de compresión

En la determinación de las inversiones y gastos a realizar se puede agregar un porcentaje adicional a los costos antes de operación o a los de durante operación por concepto de imprevisto y así reducir en cierta manera el riesgo. A continuación se presenta una tabla resumen con todos los costos involucrados en el sistema de transporte.

Tabla N° 36 – Resumen de Resultados

| COSTOS ANTES OPERACIÓN | |
|---------------------------------|--|
| COSTO GASODUCTO | |
| ESTACION COMPRESION | |
| GAS ALMACENADO | |
| IMPREVISTO (%) | |
| SUB TOTAL | |
| COSTOS DURANTE OPERACIÓN | |
| GASTOS COMBUSTIBLES | |
| COSTOS MANTENIMIENTO | |
| COSTOS OPER. & ADM. | |
| IMPREVISTOS (%) | |
| SUB TOTAL | |
| TOTAL | |

3.2.2 Módulo de Cálculos

El foco de estudio de este modelo será la determinación del costo del servicio de transporte del gas para conocer el precio final del gas.

El precio final como vimos anteriormente se conformará como la suma del precio de adquisición más el costo del servicio de transporte.

El enfoque de la evolución se efectuará desde la óptica del inversionista privado. Así. Se medirán los efectos directos del proyecto y no los indirectos como son las externalidades positivas o negativas.

Además el modelo permitirá variar el nivel de financiamiento del proyecto, es decir consideraremos el efecto de la rentabilidad financiera del proyecto para la determinación de su viabilidad.

Los datos técnicos como la longitud y la cantidad de compresión del sistema de transporte serán los anteriormente determinados del estudio de prefactibilidad y/o factibilidad.

3.2.2.1. Indicadores de Viabilidad Económica

Para la evaluación de la viabilidad del proyecto mediante este modelo se considerarán diversos métodos o criterios tales como:

❖ Valor Actual Neto (VAN)

Este método consiste en hallar la suma algebraica de los valores actualizados de los costos y beneficios generados por el proyecto durante el horizonte de su evaluación.

El proyecto es viable si su valor es mayor o igual a cero.

$$VAN = \sum_1^N \left[\frac{\text{Ingresos} - \text{Egresos}}{(1+i)^N} \right] - I_o$$

❖ Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa ó razón interna de retorno (TIR) mide el poder de ganancia de la inversión y elude la necesidad de seleccionar una razón de descuento. Por lo general, uno busca una TIR mayor que el costo de oportunidad de capital. Si tenemos varias alternativas de inversión nos decidiremos por aquella con mayor TIR.

En general puede definirse la TIR como la tasa que hace cero al VAN. Entonces, un proyecto será viable cuando su TIR es superior al costo del capital.

❖ Razón Beneficio / Costo (B/C)

Se define como la relación entre los beneficios y costos, ambos traídos a valor presente. Se reconocen dos tipos de esta relación:

$$B/C = \frac{\sum_1^n \frac{B_N}{(1+i)^n}}{\sum_1^n \frac{C_N}{(1+i)^n}}$$

❖ **Periodo del Recupero del Capital**

Es el número de años que toma para un proyecto recuperar de las ganancias netas el capital invertido. No mide necesariamente la rentabilidad o atractividad de un proyecto.

Se le puede calcular como:

$$PRC = N - 1 + \left[\frac{(FA)_{n-1}}{F_n} \right]$$

N: Año en el que el flujo acumulado cambia de signo.

$(FA)_{n-1}$: Flujo de efectivo acumulado en el año previo a N.

F_n : Flujo neto de efectivo en el año N.

3.2.2.2. Consideraciones en el Análisis Económico

Para el análisis del estudio económico tenemos que considerar fundamentalmente:

❖ **Tasa de Descuento**

La tasa de descuento en un proyecto es el costo medio ponderado de las fuentes de financiamiento, donde los ponderadores son la proporción de cada fuente en el monto total de la inversión.

Para esta primera fase no consideraremos su cálculo, debido a que no estamos analizando en detalle los tipos de financiamiento del proyecto. Así, para la tasa de descuento asumiremos un valor de 12%.

❖ Depreciación

La maquinaria y los equipos, al igual que cualquier otro elemento del activo, van perdiendo valor al ser utilizados en el proceso productivo o simplemente por el paso del tiempo. A esta pérdida de valor se le conoce como depreciación.

La cantidad anual en que se va depreciando la maquinaria o la infraestructura se denomina amortización y pasa a integrar un fondo que se crea para compensar la pérdida de valor o depreciación de tal manera que al final de la vida económica del bien amortizable se lo repone con el dinero acumulado del fondo de amortización. Como se podrá deducir el valor de la depreciación es importante para los efectos contables y deducciones tributarias.

Se supondrá para el modelo que estamos desarrollando que el tipo de amortización será lineal o de cuotas fijas.

Este método es el más sencillo y el más generalmente utilizado. Consiste en asignarle a todos los años del tiempo supuesto para la vida útil del activo la misma cuota de amortización, es decir la n -ésima parte del valor amortizable. Donde se asumirá como " n " el número de años para la amortización y como valor residual el valor de cero (en los libros figurará como uno).

❖ Impuestos

Se considerará un impuesto del 30% sobre los beneficios antes de impuestos. La utilidad después de los impuestos me permitirá determinar la utilidad neta del proyecto.

Tabla N° 37 – Balance General del Proyecto

| Ítem | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO 3 | AÑO N |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| INGRESO NETO OPERATIVO | | | | |
| OTROS INGRESOS NETOS* | | | | |
| - COSTO DE FABRICACION | | | | |
| = UTILIDAD BRUTA | | | | |
| - GASTOS DE OPERACIÓN | | | | |
| = UTILIDAD OPERATIVA | | | | |
| - GASTOS DE FINANCIAMIENTO | | | | |
| = UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS | | | | |
| - IMPUESTOS (30% Útil. Antes imp.) | | | | |
| = UTILIDAD NETA | | | | |

❖ Financiamiento

Es el proceso mediante el cual se canalizan las fuentes de financiamiento y se determina la estructura de financiamiento más adecuado de recursos de capital a fin de implementar y operar el proyecto.

Tabla N° 38 – Financiamiento del proyecto

| Financiamiento | % | Intereses | % |
|--------------------|---|-------------------|---|
| FINANCIAMIENTO "A" | | INTERES NOMINAL | |
| FINANCIAMIENTO "B" | | INTERES NOMINAL | |
| CAPITAL PROPIO | | TASA DE DESCUENTO | |

❖ **Plazo de Amortización**

Corresponde a la devolución del principal, generalmente esta condicionado por el destino del préstamo. Para la evaluación de estos proyectos supondremos el horizonte de evaluación correspondiente para cada proyecto.

❖ **Periodo de Gracia**

Lapso por el cual el prestatario no tiene que pagar las amortizaciones del principal, pero si los intereses.

❖ **Interés**

Representa el costo que hay que pagar por el uso del capital prestado, está condicionado por el monto del préstamo, el destino del préstamo, etc.

❖ **Servicio de la Deuda**

Se denomina así a la forma de devolución del principal de un préstamo y sus intereses, el cobro de este último siempre es al rebatir, es decir sobre los saldos deudores. Para nuestro caso la modalidad que utilizaremos es la de Anualidad Constante.

❖ **Anualidad Constante**

Este método calcula los montos para el servicio de la deuda constantes en el horizonte de evaluación salvo durante el periodo de gracia donde solo paga interés.

$$R = P \left[\frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Tabla Nº 39 – Servicio a la Deuda

| PERIODO | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA |
|---------|----------|---------|--------------|------------|
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| 3 | | | | |
| 4 | | | | |
| ...N | | | | |

❖ Inversiones

Se denomina a los desembolsos que hay que efectuar desde los estudios de preinversión hasta los requerimientos de terreno, derechos de vía, infraestructura, remoción de terrenos, capital de trabajo, etc.

Para el desarrollo del modelo se planteará un determinado cronograma de inversiones tal como sigue, el número de años lo determinará el proyecto en particular.

Tabla Nº 40 – Desembolsos de Capital de Inversión

| DESCRIPCION | 1 | 2 | 3 |N | TOTAL |
|-----------------------|---|---|---|-------|-------|
| INVERSION | | | | | |
| IMPREVISTOS | | | | | |
| SUB-TOTAL | | | | | |
| INTERES PRE OPERATIVO | | | | | |
| DESEMBOLSO ANUAL | | | | | |

❖ **Horizonte de Evaluación**

Se le denomina así al periodo de evaluación de un determinado proyecto. Para el caso del modelo de evaluación consideraremos 20 años para todos los casos analizados.

3.2.2.3. Flujo de Caja Económico y Financiero

Se consideran los flujos de ingresos y egresos, desde el año cero, incluyendo los flujos de financiación. No se considera la depreciación pero si el impuesto a la renta como parte de los egresos. Como el flujo financiero se consideran el préstamo como ingresos y el servicio de la deuda como egreso.

Estos cálculos me permitirán determinar los indicadores de rentabilidad económica del proyecto calculadas en base a una tarifa de transporte durante toda la vida del proyecto. Estas tarifas permitirán al inversionista del transporte recuperar sus costos, inclusive el costo de capital.

En esta parte se calcularán las tarifas de peaje que permitirán al inversionista del transporte recuperar sus costos, inclusive el costo de capital.

Para ello se deberán colocar las inversiones y los gastos requeridos en el periodo de la operación del gasoducto en un cuadro de flujos de gastos del proyecto.

Tabla N° 41 – Flujo Económico Financiero del Proyecto

| | AÑO 0 | AÑO 1 | AÑO 2 | AÑO N |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| INVERSION | | | | |
| RENTA NETA | | | | |
| INTERESES | | | | |
| DEPRECIACION | | | | |
| FLUJO ECONOMICO | | | | |
| PRESTAMO | | | | |
| SERVICIO A LA DEUDA | | | | |
| FLUJO FINANCIERO | | | | |

La presentación de todos estos valores se harán en un flujo de caja utilizando una hoja de cálculo para la confección del modelo (MS Excel). Para ello se deberán colocar las inversiones y los gastos requeridos en el periodo de la operación del gasoducto en un cuadro de flujos de gastos del proyecto considerando todos los otros factores que influyen el proyecto. A continuación se muestra un ejemplo de la hoja de cálculo que se espera obtener.

Gráfico N° 22 – Ejemplo de flujo de caja económico financiero resultado del módulo de cálculo

| AÑO | VENTAS GAS (MIPC-ANUAL) | TARIFA | INGRESO | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIAMIENTO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS |
|-----|-------------------------|--------|---------|--------|--------------|-------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|
| 1 | 0 | 0.924 | 0.000 | 3.347 | 0.375 | 0.000 | 0.000 | 2.233 | 0.268 | 0.000 | 0.268 | 0.000 | -0.268 | 0.000 | -0.268 | -3.722 | -1.757 | 1.965 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 0.924 | 0.000 | 10.041 | 1.125 | 0.000 | 0.000 | 6.689 | 1.072 | 0.000 | 1.072 | 0.000 | -1.072 | 0.000 | -1.072 | -11.165 | -5.538 | 5.627 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 0.924 | 0.000 | 13.388 | 1.500 | 0.000 | 0.000 | 8.933 | 2.144 | 0.000 | 2.144 | 0.000 | -2.144 | 0.000 | -2.144 | -14.883 | -8.089 | 6.789 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 0.924 | 0.000 | 6.694 | 0.750 | 0.000 | 0.000 | 4.466 | 2.680 | 0.000 | 2.680 | 0.000 | -2.680 | 0.000 | -2.680 | -7.444 | -5.657 | 1.757 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 5.732 | 0.924 | 5.299 | 0.000 | 0.000 | 0.067 | 0.071 | 0.000 | 2.680 | 0.310 | 2.990 | 1.861 | 0.621 | 0.186 | 0.435 | 4.975 | 1.966 | -2.990 | 4.731 | 4.442 | 0.289 |
| 6 | 5.929 | 0.924 | 5.481 | 0.000 | 0.000 | 0.069 | 0.073 | 0.000 | 2.643 | 0.347 | 2.990 | 1.861 | 0.635 | 0.251 | 0.585 | 5.083 | 2.088 | -2.990 | 4.369 | 4.056 | 0.313 |
| 7 | 6.135 | 0.924 | 5.672 | 0.000 | 0.000 | 0.071 | 0.076 | 0.000 | 2.601 | 0.389 | 2.990 | 1.861 | 1.063 | 0.319 | 0.744 | 5.205 | 2.216 | -2.990 | 4.037 | 3.705 | 0.332 |
| 8 | 6.352 | 0.924 | 5.872 | 0.000 | 0.000 | 0.074 | 0.079 | 0.000 | 2.554 | 0.435 | 2.990 | 1.861 | 1.305 | 0.391 | 0.913 | 5.329 | 2.339 | -2.990 | 3.732 | 3.386 | 0.346 |
| 9 | 6.579 | 0.924 | 6.085 | 0.000 | 0.000 | 0.076 | 0.081 | 0.000 | 2.502 | 0.488 | 2.990 | 1.861 | 1.562 | 0.469 | 1.093 | 5.455 | 2.467 | -2.990 | 3.451 | 3.036 | 0.355 |
| 10 | 6.818 | 0.924 | 6.304 | 0.000 | 0.000 | 0.079 | 0.084 | 0.000 | 2.443 | 0.546 | 2.990 | 1.861 | 1.836 | 0.551 | 1.285 | 5.589 | 2.600 | -2.990 | 3.194 | 2.632 | 0.362 |
| 11 | 7.069 | 0.924 | 6.538 | 0.000 | 0.000 | 0.082 | 0.087 | 0.000 | 2.378 | 0.612 | 2.990 | 1.861 | 2.127 | 0.638 | 1.489 | 5.729 | 2.738 | -2.990 | 2.956 | 2.291 | 0.365 |
| 12 | 7.333 | 0.924 | 6.779 | 0.000 | 0.000 | 0.085 | 0.091 | 0.000 | 2.305 | 0.686 | 2.990 | 1.861 | 2.438 | 0.731 | 1.706 | 5.872 | 2.882 | -2.990 | 2.738 | 2.372 | 0.366 |
| 13 | 7.609 | 0.924 | 7.029 | 0.000 | 0.000 | 0.088 | 0.094 | 0.000 | 2.222 | 0.767 | 2.990 | 1.861 | 2.789 | 0.831 | 1.938 | 6.022 | 3.032 | -2.990 | 2.537 | 2.171 | 0.365 |
| 14 | 7.900 | 0.924 | 7.305 | 0.000 | 0.000 | 0.092 | 0.098 | 0.000 | 2.130 | 0.859 | 2.990 | 1.861 | 3.123 | 0.937 | 2.186 | 6.177 | 3.187 | -2.990 | 2.351 | 1.988 | 0.363 |
| 15 | 8.205 | 0.924 | 7.598 | 0.000 | 0.000 | 0.095 | 0.101 | 0.000 | 2.027 | 0.963 | 2.990 | 1.861 | 3.500 | 1.050 | 2.450 | 6.333 | 3.349 | -2.990 | 2.181 | 1.822 | 0.358 |
| 16 | 8.525 | 0.924 | 7.881 | 0.000 | 0.000 | 0.099 | 0.105 | 0.000 | 1.912 | 1.078 | 2.990 | 1.861 | 3.904 | 1.171 | 2.733 | 6.505 | 3.516 | -2.990 | 2.023 | 1.670 | 0.353 |
| 17 | 8.861 | 0.924 | 8.192 | 0.000 | 0.000 | 0.103 | 0.110 | 0.000 | 1.782 | 1.207 | 2.990 | 1.861 | 4.337 | 1.301 | 3.036 | 6.673 | 3.689 | -2.990 | 1.877 | 1.531 | 0.347 |
| 18 | 9.214 | 0.924 | 8.519 | 0.000 | 0.000 | 0.107 | 0.114 | 0.000 | 1.637 | 1.352 | 2.990 | 1.861 | 4.799 | 1.440 | 3.360 | 6.853 | 3.868 | -2.990 | 1.743 | 1.403 | 0.340 |
| 19 | 9.585 | 0.924 | 8.861 | 0.000 | 0.000 | 0.111 | 0.119 | 0.000 | 1.475 | 1.515 | 2.990 | 1.861 | 5.295 | 1.589 | 3.707 | 7.043 | 4.053 | -2.990 | 1.619 | 1.287 | 0.332 |
| 20 | 9.974 | 0.924 | 9.221 | 0.000 | 0.000 | 0.116 | 0.123 | 0.000 | 1.293 | 1.686 | 2.990 | 1.861 | 5.828 | 1.748 | 4.079 | 7.234 | 4.244 | -2.990 | 1.504 | 1.180 | 0.324 |
| 21 | 10.383 | 0.924 | 9.595 | 0.000 | 0.000 | 0.121 | 0.128 | 0.000 | 1.090 | 1.900 | 2.990 | 1.861 | 6.399 | 1.920 | 4.480 | 7.433 | 4.441 | -2.990 | 1.398 | 1.082 | 0.316 |
| 22 | 10.812 | 0.924 | 9.995 | 0.000 | 0.000 | 0.126 | 0.134 | 0.000 | 0.862 | 2.128 | 2.990 | 1.861 | 7.014 | 2.104 | 4.910 | 7.632 | 4.643 | -2.990 | 1.300 | 0.993 | 0.307 |
| 23 | 11.263 | 0.924 | 10.412 | 0.000 | 0.000 | 0.131 | 0.139 | 0.000 | 0.606 | 2.383 | 2.990 | 1.861 | 7.675 | 2.303 | 5.373 | 7.843 | 4.860 | -2.990 | 1.209 | 0.910 | 0.299 |
| 24 | 11.736 | 0.924 | 10.851 | 0.000 | 0.000 | 0.136 | 0.145 | 0.000 | 0.320 | 2.689 | 2.990 | 1.861 | 8.387 | 2.516 | 5.871 | 8.052 | 5.063 | -2.990 | 1.125 | 0.835 | 0.290 |

Hasta se habrá determinado el costo del servicio de transporte que haría viable un determinado proyecto, sin embargo este costo aún no es el precio final del gas, el cual es al final de cuentas quien determina la viabilidad de la implementación del proyecto.

Para determinar la viabilidad del proyecto entonces necesitamos conocer el precio final del gas que como ya dijimos es la suma del precio de adquisición mas el costo del servicio del transporte. Sin embargo, el precio de adquisición aún no lo hemos determinado.

3.2.2.4. Precio de Adquisición

El Precio de Adquisición del gas tiene que ser determinado u obtenido de la misma empresa operador del transporte quien debe tener asignado los costos asociados a un determinado punto o equipo dentro de la infraestructura de transporte. Así, un determinado proyecto de gasoducto que desee conectarse a la troncal principal deberá conocer cual será el precio al cual la empresa operadora de la línea principal le cobrará por el transporte del gas.

Como definimos anteriormente el precio de adquisición del gas dependerá de si este esta referido al mismo yacimiento teniendo el precio de boca de pozo sin un costo adicional de transporte o si esta referido a un punto a lo largo de un gasoducto siendo entonces el precio de adquisición la suma del precio de boca de pozo mas el costo de transporte asociado a ese punto.

El precio final del gas es entonces la unión del precio de adquisición mas el costo del servicio de transporte del proyecto evaluado. En general el precio de boca de pozo puede surgir a partir de un contrato o negociación entre el operador del campo y el consumidor final. El costo de transporte al pago de la infraestructura de transporte que permita al operador de transporte recuperar sus inversiones.

El precio de adquisición del gas para un determinado proyecto debe ser determinado en la fase de el estudio de la oferta en el módulo de información debido a que es en esta parte de que donde se determinan los puntos de abastecimiento para un determinado proyecto, y otros aspectos como las cantidades de abastecimiento. Estos puntos deberán ser tratados con los operadores de campo y los operadores de transporte. Sin embargo debido a que estos valores tendremos que calcularlos para los proyectos evaluados, lo consideraremos en este módulo de cálculo y no en el módulo de información.

En el capítulo siguiente se determinarán estos costos versus la distancia para algunos proyectos de gasoductos potenciales en el Perú. Además se modelará el Proyecto Camisea para determinar los posibles costos de adquisición para los proyectos evaluados debido a que no se contó con información respecto a este punto.

3.2.3. Módulo de Resultados

3.2.3.1. Análisis de Resultados

En el análisis de resultados presentaremos los cuadros de resumen de todos los resultados obtenidos en toda la evaluación, para luego poder tomar una decisión acerca de la inversión tomando en cuenta todas las consideraciones que hasta este momento se han expuesto.

Así, tendremos cuadros como los que siguen:

Tabla N° 42 – Precio de entrega al consumidor final

| GASODUCTO | CAUDAL | | PRECIO ADQUISICION | COSTO TRANSPORTE | PRECIO ENTREGA FINAL |
|-----------|--------|-------|--------------------|------------------|----------------------|
| | MIN* | MAX** | | | |
| HP1 | | | | | |
| HP2 | | | | | |
| HP3 | | | | | |

* Este valor representa el valor mínimo que el gasoducto debe transportar para hacer factible el proyecto. No representa el volumen técnicamente mínimo capaz de transportar la infraestructura existente.

** Este valor representa el volumen técnicamente transportable con la infraestructura actual.

Tabla N° 43 – Participaciones de las inversiones y gastos

| INVERSIONES | PARTICIPACION (%) |
|---|--------------------------|
| INVERSION GASODUCTOS | |
| INVERSION UNIDADES COMPRESION | |
| INVERSION GAS ALMACENADO | |
| TOTALES | 100 |
| COSTO OPERACIÓN | |
| COSTO GAS COMBUSTIBLE | |
| COSTO DE MANTENIMIENTO | |
| GASTOS DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACION | |
| TOTALES | 100 |
| CAUDAL MAXIMO | |

Tabla N° 44 – Participaciones en el costo de transporte

| TARIFA DE PEAJE | PARTICIPACION (%) |
|-------------------------|--------------------------|
| INVERSIONES | |
| COSTOS OPERACIÓN | |
| TOTAL | 100 |

3.2.3.2. Análisis de Sensibilidad del Costo de Transporte

Los datos hasta ahora obtenidos han sido determinados en base a estimaciones razonables de los parámetros más relevantes dentro de este tipo de proyecto, sin embargo siempre habrá incertidumbre acerca de los valores que estos tendrán en el proyecto real. Con el fin de evaluar el impacto de los cambios en los parámetros base, se deberá realizar un análisis de sensibilidad.

Estos escenarios planteados tienen que estar acorde con las situaciones que podrían darse en la fase de inversión u operación del proyecto tales como cambio de la infraestructura, aumento de caudal, variaciones en la economía, en los costos en general, etc.

A continuación mostramos algunos de los posibles escenarios.

Tabla N° 45 – Sensibilidad del Costo de Transporte

| ESCENARIO CALCULADO | MONTO |
|---|---|
| TARIFA CALCULADA | \$/MMBTU |
| ESCENARIO | VARIACION DE LA TARIFA (US\$/MPC) |
| AUMENTO TASA DE DESCUENTO | |
| VARIACION INVERSION DUCTO | |
| VARIACION INVERSION UNIDADES COMP. | |
| VARIACION GASTOS OPERACIÓN | |
| AUMENTO CAPACIDAD RESPALDO COMP. | |
| AUMENTO VOLUMEN DEMANDADO ANUAL | |

Gráfico N° 23 – Costo de transporte versus margen de deuda

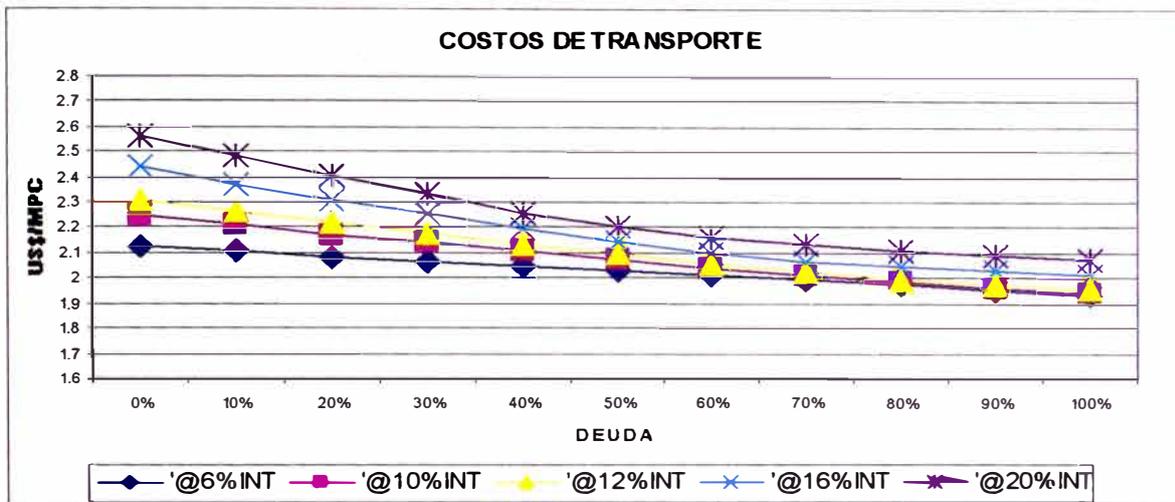


Gráfico N° 24 – Costo de transporte versus el interés

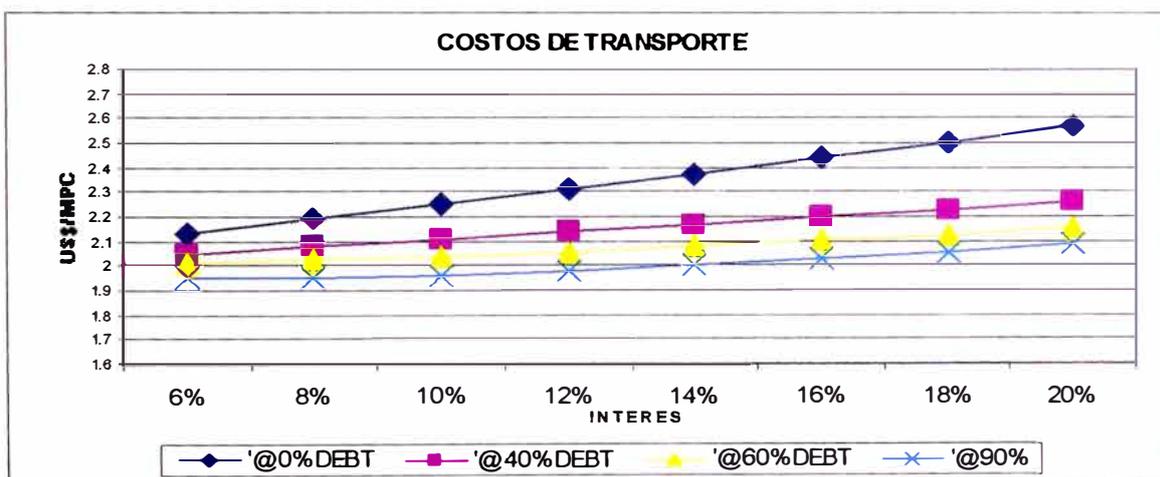
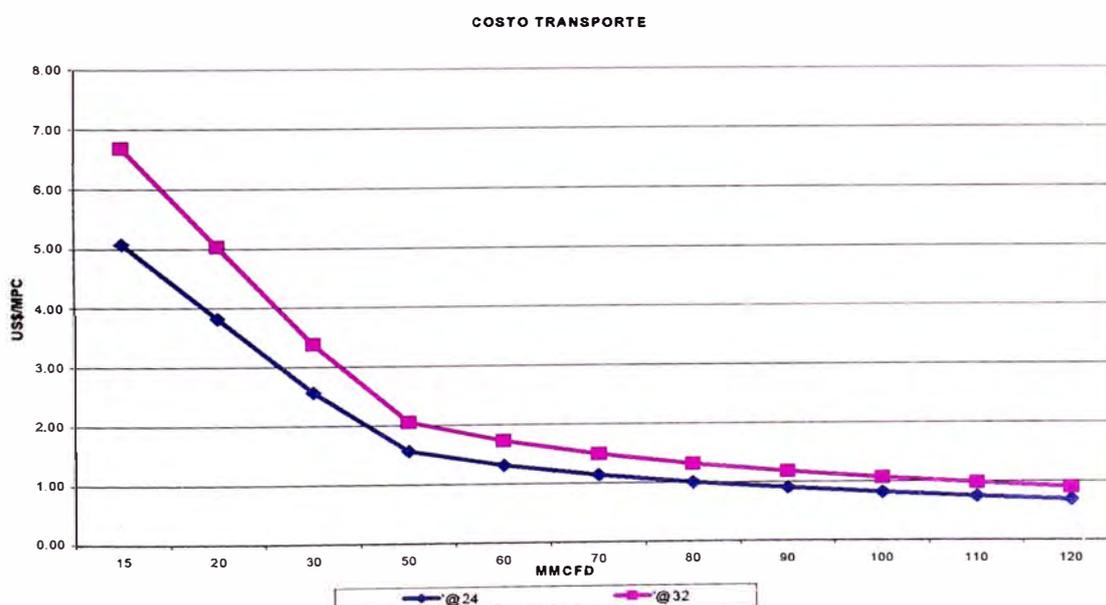


Gráfico N° 25 – Costo de transporte versus volumen transportado



CAPITULO IV

POTENCIALES PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL PERÚ

En esta sección del capítulo se desarrollará un ejemplo de la evaluación de algunos proyectos de gasoductos al nivel de prefactibilidad aplicando los criterios anteriormente desarrollados para el modelo propuesto.

Como se dijo en anteriores capítulos, en Perú aún no existe una infraestructura de transporte propiamente dicha debido a que tenemos un mercado del gas natural insipiente y joven. Además, el transporte de grandes cantidades de gas natural solo se puede hacer de manera económicamente viable ya sea por gasoducto o por buques metaneros dependiendo de las distancias entre las fuentes y los centros de consumo. Así, el desarrollo de la industria del gas en el Perú tendrá que hacerse, como se ha hecho también en otros países vía gasoductos.

Debido a que el negocio del gas es un negocio de volúmenes (economías de escala), es decir, los costos se reducen a medida que la cantidad de gas transportado se incrementa, se deben buscar mercados altamente consumidores de energéticos que como los combustibles fósiles líquidos y

sólidos pueden ser fácilmente sustituidos por el gas natural debido a los costos y otros aspectos que trae consigo la utilización del gas.

Lo que a continuación se hará es determinar los precios finales del gas natural en determinadas regiones del Perú determinando así las viabilidades de la implementación de proyectos de gasoductos a esas regiones. Utilizaremos el modelo de evaluación desarrollado en los capítulos anteriores para este objetivo.

Así, se comenzará en una primera parte con el módulo de información determinando los aspectos técnicos y de mercado que tiene cada región, a un nivel de estudio de prefactibilidad, utilizando algunas fuentes de información de segunda mano y otras de primera mano como se verá mas adelante.

Luego, en el módulo de cálculos determinaremos la rentabilidad del proyecto teniendo como resultado el costo del servicio de transporte que hace viable el proyecto. Respecto al Precio de Adquisición, como se verá mas adelante, todos los proyectos evaluados a excepción del Tramo Camisea – Cusco, parten de un punto dentro del tramo principal Camisea – Lima, así al no tener información acerca de los costos del actual Proyecto Camisea (actualmente en fase de construcción) se modelará este proyecto tomando algunos datos conocidos y otros asumidos, así se podrá estimar el costo variable respecto a la longitud del ducto para poder determinar el precio de

adquisición en cualquier punto dentro trayecto principal del Proyecto Camisea.

En el módulo final de resultados se mostrará todos los resultados obtenidos en gráficos y tablas para poder observar el comportamiento de cada proyecto en particular y conocer cuales son los mejores escenarios y/o condiciones para cada proyecto encontrando ventajas, desventajas y oportunidades aprovechables dentro de los proyectos de gasoductos en el Perú tratando de alcanzarse mejor el objetivo de este informe.

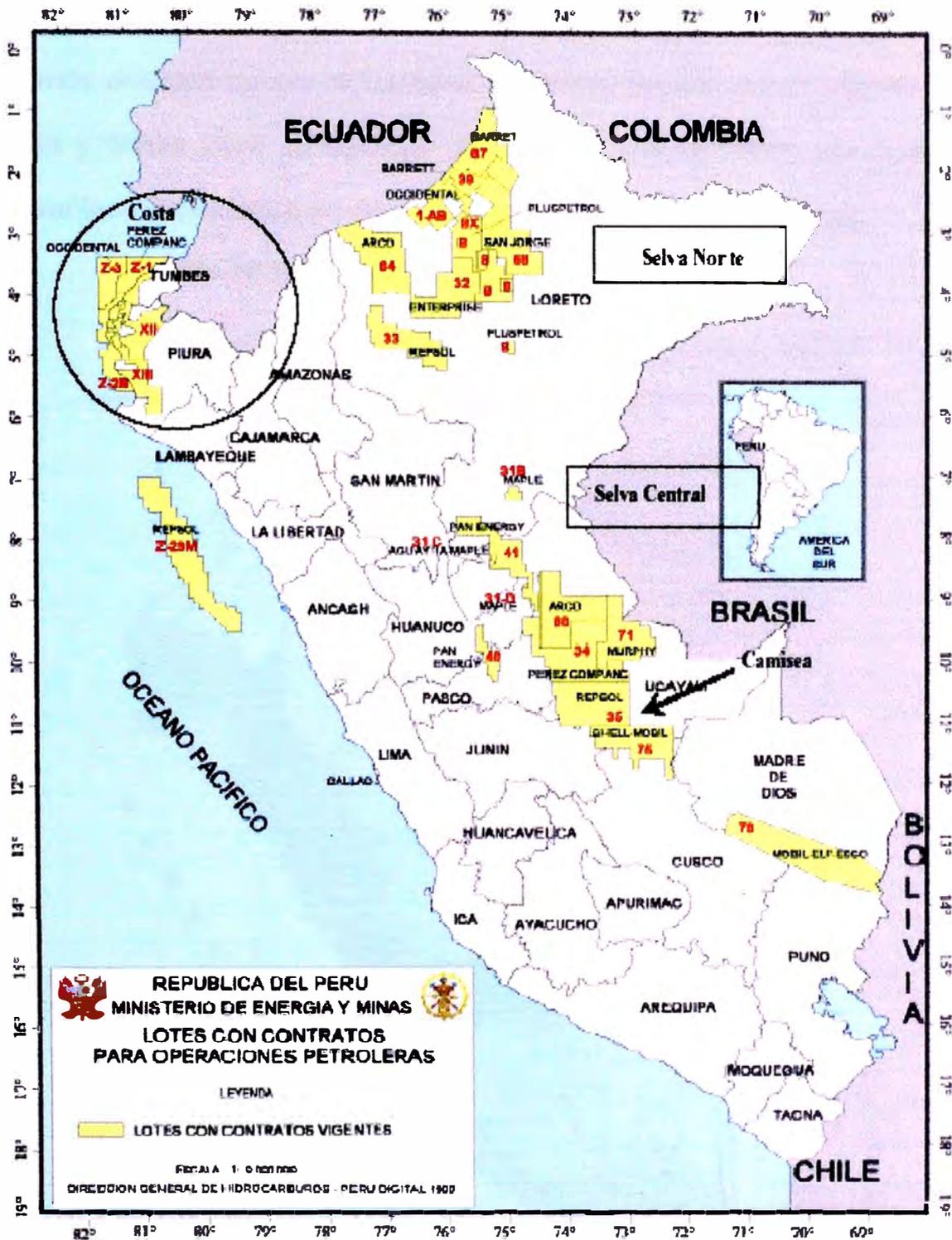
4.1. Perfil de los Proyectos de Gasoductos en el Perú

Para poder determinar los potenciales proyectos dentro del Perú es necesario primero ubicar donde se encuentran las fuentes y donde los centros de consumo.

4.1.1. Oferta

Respecto a las fuentes, el Perú tiene tres áreas geográficas bien definidas. A continuación se muestra un mapa del Perú donde se ubican los centros de producción de gas además de los yacimientos productores.

Gráfico N° 26 – Zonas productoras de hidrocarburos



4.1.2. Demanda

Respecto a los centros de consumo, nos valdremos de un mapa de consumos energéticos por departamento confeccionado por el Ministerio de Energía y Minas para su Balance de Energía Útil de 1998. Allí podemos observar las intensidades de consumo de hidrocarburos por región.

Gráfico N° 28 – Zonas de consumo de hidrocarburos

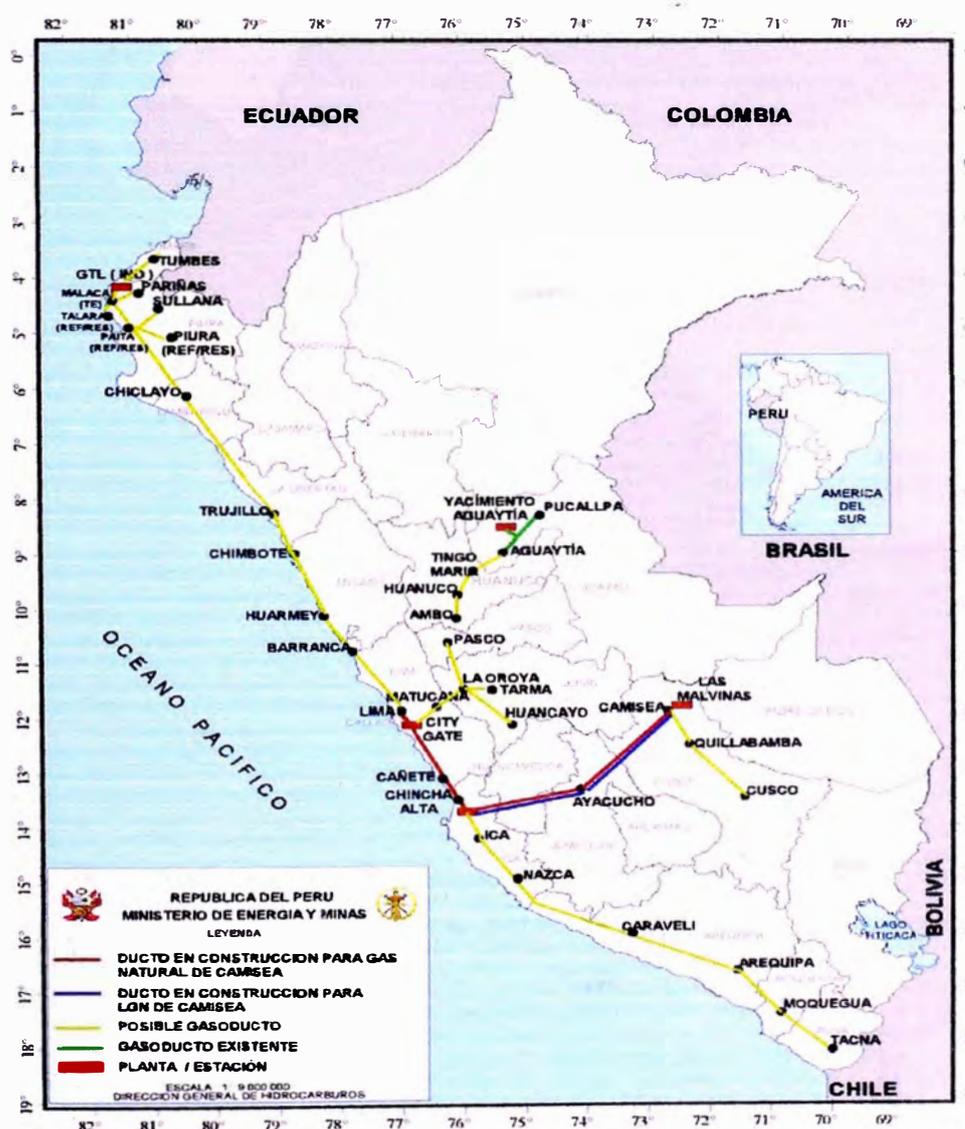


4.1.3. Potenciales Proyectos

Para determinar cuales pueden ser los potenciales proyectos confeccionaremos una tabla de valoración en la cual colocaremos a las fuentes y los centros de consumo además de algunos ponderadores para determinar cuales serán las mejores opciones para el tendido de un ducto desde una fuente hacia un centro de consumo.

Con esta tabla entonces podremos determinar las posibles configuraciones para los proyectos.

Gráfico N° 28 – Proyectos potenciales en el Perú según MINEM



Del gráfico anterior podemos elegir los posibles proyectos de gasoductos en el Perú que serán evaluados en este informe utilizando el modelo desarrollado.

En el Mapa siguiente se muestran los proyectos a ser evaluados.

Gráfico N° 29 – Proyectos potenciales de gasoductos a ser evaluados



4.2. Evaluación de la Viabilidad de los Proyectos de Gasoductos al Cusco, La Oroya, Chimbote y Marcona

Una vez determinados los perfiles de los proyectos a evaluar comenzaremos a obtener los datos e informaciones que me permitan evaluar la viabilidad de los proyectos elegidos según el modelo desarrollado. Las evaluaciones que se desarrollan a continuación están a un nivel de prefactibilidad.

Objetivo: Determinar la viabilidad de la implementación de los proyectos de gasoductos a las regiones en base a la determinación del precio final del gas en cada uno de los centros de consumo evaluados.

Hasta ahora hemos determinado a partir de los perfiles de proyectos cuales serian los potenciales proyectos de gasoductos en el Perú, lo que se determinará a continuación es la viabilidad económica de estos proyectos en base a la determinación de los precios finales mínimos para el gas natural. Entonces, la viabilidad de estos proyectos estará sustentada en la diferencia que presenten los diversos precios del gas en las distintas regiones evaluadas respecto a los precios de los otros energéticos corrientemente utilizados y potencialmente sustituibles en el corto y largo plazo.

Esta “brecha” de precios entre los energéticos es uno de los factores más importantes que determinan la penetración de este nuevo energético debido a que el consumidor se verá mas tentado a migrar a la utilización del gas cuando mas rentabilidad tenga. Sin embargo, este no es el único factor a

considerar esta también la viabilidad técnica de la conversión a gas natural, es decir, la factibilidad técnica de convertir procesos o parte de ellos a la utilización del gas. Además están otros aspectos como los comerciales y estratégicos que son factores que el consumidor tendrá que evaluar analizando sus oportunidades dentro del mercado en el que opera. Estos tres últimos aspectos por ser externos a la evaluación, no son considerados dentro del modelo, pero tendrán que ser analizados en contraste con los resultados que este modelo si arroja.

4.2.1. Módulo de Información

En esta primera parte recogeremos las primeras informaciones acerca de las regiones a las cuales se abastecerá con gas natural e informaciones generales de los proyectos. Seguiremos la metodología planteada en el capítulo anterior.

A. Fuentes de Información

Debido a que la evaluación se realizará a un nivel de prefactibilidad, las fuentes de información a utilizar serán fuentes secundarias o de segunda mano, es decir, que la información con la que estas fuentes cuentan no han sido obtenidas para los propósitos propios de la evaluación. Sin embargo, y como ya se dijo, se puede contar con información específica para el proyecto toda vez que sea posible.

A continuación se muestra una tabla resumen de algunas fuentes utilizadas para esta evaluación.

Tabla Nº 46 – Fuentes de información utilizadas

| FUENTE | AUTOR(ES) (AÑO) | DIRECCIÓN ELECTRÓNICA |
|--|-----------------------|--|
| ESTATAL | | |
| BALANCE NACIONAL ENERGÍA ÚTIL 1998 | OTERG – MEM (1998) | www.minem.gob.pe |
| PROYECTO INTEGRAL DE DESARROLLO DEL GAS DE CAMISEA | PETROPERÚ (1990) | www.petroperu.com |
| PUBLICACIONES SECTORIALES | OSINERG | www.osinerg.gob.pe |
| INFORMES POR DEPARTAMENTOS | INEI | www.inei.gob.pe |
| PRIVADA | | |
| DECARGAS DE COMBSUTIBLES EN PUERTOS | GMT | www.granaymontero.com.pe |
| DESCARGAS DE COMBUSTIBLES PUERTO SAN NICOLAS | SHP | www.shp.com.pe |
| PRODUCCIÓN TALARA | PETROPERÚ | www.petroperu.com |
| PRODUCCION PAMPILLA | REPSOL – YPF | www.repsolypf.com |
| INFORMACIÓN DE CONSUMOS DE EMPRESAS | INDUSTRIAS EN GENERAL | www.sni.org.pe |
| ENTIDADES INTERNACIONALES | | |
| ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA | | www.olade.org |
| BRITISH PETROLEUM | | www.bp.com |
| INSTITUTE OF ENERGY ECONOMICS, JAPAN | | www.ieej.org.jp |
| INTERNATIONAL ENERGY AGENCY | | www.iea.org |
| EMPRESAS CONSTRUCTORAS DE GASODUCTOS | | |

La bibliografía, las referencias y la información especializada se muestran en la sección de la bibliografía al final de este informe.

B. Antecedentes de la Región

A continuación se presenta cierta información acerca de las regiones en evaluación, haciendo incidencia en las características o detalles de consumos energéticos y actividades en los sectores industriales, residencial, comercial y transporte los cuales me permitirán conocer en cierta manera los hábitos de consumo de energéticos de la región.

Los datos a continuación se presentan han sido extraídos del Balance Nacional de Energía Útil 1998 del Ministerio de Energía y Minas. Información adicional puede ser encontrada en los archivos del INEI.

Como se dijo anteriormente, la elección de las fuentes y las informaciones requeridas para la evaluación dependerán del buen juicio y de la experiencia del evaluador.

❖ Cusco

El departamento de Cusco representa el 4,6% de la población de Perú y consume el 3,9% y 1,8% de la energía neta y útil del país, respectivamente, posee una eficiencia del 17,8%. A nivel de los sectores, el predominio del residencial (95,1% en energía neta y 84,8% en útil) y cierto grado de industrialización (3,1% en energía neta y 11,5% en energía útil) reflejan las características socioeconómicas del departamento, que también muestra actividades agropecuarias. La leña es una fuente energética utilizada fuertemente en los sectores residencial e industrial; que en total representa el 59,4% y 41,6% en energía neta y útil, respectivamente.

❖ Ancash

El departamento de Ancash representa el 4,3% de la población de Perú y consume el 7% y el 7,1% de la energía neta y útil del país, respectivamente, posee una eficiencia del 40%.

Los sectores importantes en este departamento son: residencial, minero metalúrgico y pesca. El sector residencial tiene una participación de 43% en energía neta y 19,1% en energía útil. El sector minero metalúrgico, cuya actividad principal es la refinación de metales tiene una participación de 28,9% y 44,2% en energía neta y útil, respectivamente. Finalmente, el sector pesca tiene una participación del 19,1% en energía neta y 21,8% en energía útil.

Por lo tanto, la importancia relativa de este departamento está dada por las actividades minero metalúrgico y la pesca. Son trece las fuentes que abastecen el departamento prevaleciendo el petróleo industrial (34,9%) en energía neta y 51,1% en energía útil. En términos de energía neta la siguiente fuente en importancia es la leña (33,9%) y en cuanto a energía útil sigue en importancia al petróleo residual la electricidad (23,2%).

Debe destacarse el aporte de los gases industriales (6,8%) en energías útiles generadas y empleadas por la industria siderúrgica. La citada industrialización del departamento explica también el aporte de la electricidad con el 23,2% en energía útil.

❖ Junín

El departamento de Junín representa el 4,7% de la población del Perú y consume el 9,7% y el 11,8% de las energías neta y útil del país, respectivamente, posee una eficiencia del 47,6%.

La estructura productiva del departamento de Junín es muy diversificada, presentando importantes actividades primarias como el minero metalúrgico y la agropecuaria y secundarias como las industrias manufactureras y cementeras.

Por este motivo, desde el punto de vista del consumo energético neto y útil, el sector minero metalúrgico es el más importante con participaciones del 61,1% y 71,8%, respectivamente. El sector residencial tiene una participación menor con 24,2% y 11,6% en energía neta y útil, respectivamente. Finalmente, el sector industrial (13,4% en energía neta y 15,6% en energía útil).

La estructura por sectores condiciona la estructura por fuentes, convirtiéndose el petróleo residual, por su empleo en fuerza motriz en las industrias, en el energético más importante con el 38,4% de la energía útil consumida, seguida por la electricidad (32,0%) y el carbón mineral (15,3%) empleados en usos calóricos en ambos sectores productivos. La existencia de una actividad siderúrgica explica la participación del coque (3,8%) en energía útil. Como consecuencia es bajo el aporte de las dendroenergías que llegan al 3,4% en energía útil.

❖ Ica

El departamento de Ica representa el 2,5% de la población del Perú y consume el 3,6% y 4,5% de energía neta y útil del país respectivamente, posee una eficiencia del 49,4%, en relación a los demás departamentos, Ica posee buen aprovechamiento de la energía en los sectores.

La estructura productiva es diversificada con actividades primarias (minería y pesca) y secundarias como la industrial. Esto se refleja en el predominio del sector minero metalúrgico, tanto en energía neta (36%), como en energía útil (41,4%) y en una participación importante del sector pesquero con 28,7% en energía neta y 28,2% en energía útil.

El sector industrial tiene también importancia en este departamento ya que tiene una participación de 6,8% en energía neta y 10,4% en energía útil.

En cuanto a las fuentes, la estructura por sectores explica que la electricidad sea la principal tanto en energía neta (47,7%) como en útil (59,9%) y el segundo lugar del petróleo residual con 20,2% y 23,2% en energía neta y útil respectivamente.

C. Evaluación de la Oferta

Como ya se definió en la sección del perfil de los proyectos, todos estos tendrán su suministro en algún punto de la red principal del Proyecto Camisea a excepción del Tramos Camisea – Cusco, el cual tomará su suministro en el mismo yacimiento de Camisea.

Como ya se definió anteriormente, la determinación del precio final del gas natural será la suma del precio de adquisición más el costo del servicio del transporte. Este costo de transporte lo determinaremos para cada evaluación para cada región. El precio de adquisición por otro lado dependerá del Proyecto Camisea, es decir, la empresa operadora deberá tener asignados precios para los distintos puntos de abastecimiento para los proyectos que estamos evaluando. Sin embargo, para el informe no hemos podido obtener estos precios de adquisición.

Lo que se hará es modelar el Proyecto Camisea para poder obtener estos costos de relativos a la longitud del ducto y así obtener estos precios de adquisición que estamos buscando.

C.1. Modelamiento del Proyecto Camisea

A continuación se utilizará el modelo anteriormente desarrollado para estimar los costos involucrados en el Proyecto Camisea.

C.1.1. Módulo de Información

Las fuentes de información para esta evaluación si pueden considerarse de primera mano debido a que proveen de datos reales acerca del proyecto Camisea. Mucha información acerca del proyecto Camisea se puede encontrar en la página web del Ministerio de Energía y Minas.

www.minem.gob.pe

Para la estimación de los costos de inversión y los gastos de operación y mantenimiento, si ingresaremos algunos supuestos ya que para la evaluación de este informe no se encontraron los datos desgregados por rubros requeridos por el modelo de evaluación.

C.1.1.1. Oferta del Proyecto Camisea

El yacimiento Camisea es actualmente el yacimiento de gas mas grande encontrado en Perú y permitirá abastecer en el corto plazo la demanda limeña conformada por los “consumidores iniciales” quienes han suscrito contratos Take Or Pay con los operadores del campo para el abastecimiento del gas.

En el mediano y largo plazo además abastecerá la demanda de exportación hacia las costas de México y EE.UU.

Actualmente el Proyecto se encuentra en fase de construcción y se prevé estar concluido para agosto del 2004.

A continuación se muestran algunos valores extraídos de los Contratos de Explotación y Transporte del gas natural.

Tabla N° 47 – Precios en Boca de Pozo Proyecto Camisea

| CLIENTE | US\$/MMBTU |
|-------------|------------|
| EXPORTACION | 0.6 |
| ELECTRICOS | 1.0 |
| OTROS | 1.8 |

Fuente: Contrato de Explotación - Camisea

Tabla N° 48 – Costos del servicio de transporte Proyecto Camisea

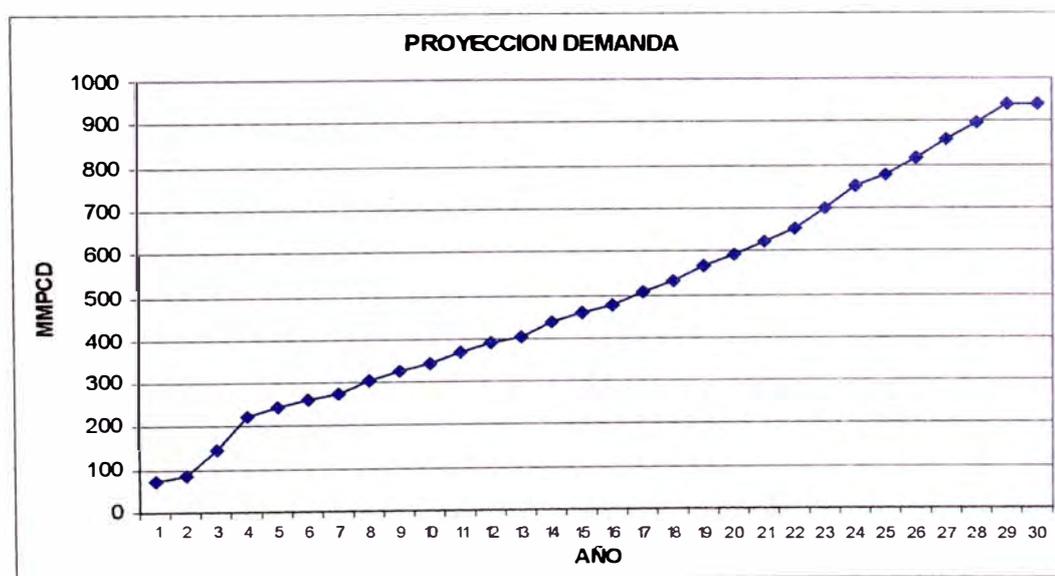
| CLIENTE | US\$/MMBTU |
|------------|------------|
| ELECTRICOS | 0.9 |
| OTROS | 1.5 |

Fuente: Contrato de Transporte - Camisea

C.1.1.2. Demanda del Proyecto Camisea

A continuación se muestra la demanda de gas en para el Proyecto de Camisea proyectado por Transportadora de Gas del Perú.

Gráfico N° 30 – Proyección de la demanda Proyecto Camisea



FUENTE: PROPUESTA DE TARIFAS PARA EL PERIODO MAYO 2004 - ABRIL 2006 / FEB. 2003 - TGP

C.1.1.3. Cálculo de las Inversiones

A continuación se presentan algunos datos técnicos del Proyecto Camisea obtenidos de fuentes primarias, los cuales nos servirán para la determinación de algunos costos requeridos por el modelo de evaluación.

Tabla N° 49 – Propiedades del gas proyecto Camisea

| PROPIEDADES GENERALES | VALORES |
|--|----------------|
| Peso Molecular | 17.7 |
| Gravedad Específica | 0.61 |
| Factor Z @ 15.6 °C / 101.325 kPa | 0.9971 |
| Viscosidad @ 15.6 °C / 101.325 kPa | 0.0109 |
| Calor Específico (kJ/ Kg -°C) @ 15.6 °C / 101.325 kPa | 0.9971 |
| Poder Calorífico Alto (MJ/m ³) | 39.93 |
| Poder Calorífico Bajo (MJ/m ³) | 36.04 |
| Índice de Wobbe (MJ/m ³ s) | 46 – 56 |

Tabla N° 50 – Datos básicos de diseño Proyecto Camisea

| GASODUCTO | | VALORES |
|--------------------------------|-----------------|-------------|
| Longitud – Km | | 730 |
| Diámetro Promedio (pulg.) | | 24 |
| Capacidad de Transporte (MMPC) | Máx. | 450 |
| | Mín. | 380 |
| Código Diseño | | ASME B 31.8 |
| Material Tubería | | Variable |
| Estaciones Compresión | Succión (Psig) | 500 |
| | Descarga (Psig) | 1200 |

❖ **Inversiones y Gastos en la Infraestructura de Transporte**

Las inversiones en la infraestructura de transporte se pueden dividir en costos antes de la operación y costos durante la operación.

Cabe resaltar que en el proyecto Camisea no tenemos los costos diferenciados ni antes de operación ni en operación, ni en estaciones de compresión ni ductos, ni ducto de gas seco y ductos de condensados. Es por esto que en los cálculos siguientes se ingresarán algunos supuestos.

Tabla N° 51 – Montos de inversión aproximados Proyecto Camisea

| FASE | MONTO (MMUS\$) |
|--------------|----------------|
| Explotación | 500 |
| Transporte | 800 |
| Distribución | 100 |
| TOTAL | 1,400 |

Fuente: GNLC – Costos de Inversión en el Proyecto Camisea

Cabe resaltar que los 800 MMUS\$ asignados a la fase de transporte corresponden al transporte de gas y los líquidos, de los cuales aproximadamente 670 MMUS\$ corresponden al transporte de gas y 130 MMUS\$ corresponden al transporte de líquidos.

a. Costos antes de la Operación

Estos costos serán los costos de inversión del ducto y los de las estaciones de compresión.

❖ Costo del Ducto

Debido al nivel de estudio (prefactibilidad) no ahondaremos en un cálculo detallado de los costos del ducto los cuales están vinculados a la cantidad y calidad de material utilizados. En cambio utilizaremos valores promedios de proyectos de gasoductos realizados en países vecinos.

Estos costos promedios utilizados mostrarán la relación entre la inversión total del gasoducto – las cuales incluyen los estudios de ingeniería, los ductos, los materiales diversos, equipos de telecomunicaciones y de medición a distancia, mano de obra derechos de vía e intereses durante la construcción – y el diámetro por la longitud, estos costos así varían entre los 20 y 40 US\$/pulg-m y dependen básicamente de la localización.

❖ Costo de Las Estaciones de Compresión

Al igual que para el caso de los ductos para la estimación de costo de las estaciones de compresión utilizaremos un costo promedio, el cual se es mas uniforme y no depende de la localización sino de la potencia requerida. Este costo promedio varía entre 1,200 y 1,500 US\$/HP.

❖ Gas Almacenado

Como dijimos anteriormente este gas almacenado dentro del ducto es considerado como un inventario y forma parte del capital de trabajo. No lo consideraremos para el modelo debido a que participación en los costos es del orden del 0.1 %. Este valor sin embargo es muy importante en los cálculos de estáticos y transitorios del sistema de transporte.

b. Costos durante la Operación

Los costos durante la operación están referidos a los costos por el combustible consumido, la operación y el mantenimiento.

❖ Gastos Combustibles

Estos gastos están referidos al gas requerido como combustible por los equipos de compresión en las estaciones de compresión. Su estimación dependerá del consumo térmico unitario (BTU/HP-hr) de las turbinas.

Debido a que no contamos con los datos técnicos de las turbinas que serán elegidas, debido al nivel de estudio en el que estamos, no estimaremos este

valor individualmente, sino que lo asumiremos sumados con los costos de operación y mantenimiento y así tendremos un costo global durante operación.

❖ **Operación y Mantenimiento**

Los gastos de operación y mantenimiento están referidos a los salarios del personal que se ocupará del mantenimiento tanto del ducto como de las estaciones de compresión además de los insumos, repuestos y materiales diversos necesarios para el mantenimiento de toda la infraestructura de transporte.

Para la estimación de los costos de operación y mantenimiento del ducto y las estaciones de compresión asumiremos porcentajes del total de la inversión desembolsada tanto para el ducto como para las estaciones de compresión multiplicados por el factor de utilización de la infraestructura, es decir, del nivel de utilización respecto del máximo caudal transportable. Así, cuando mas nos acerquemos a los niveles máximos de transporte mayores serán los gastos asociados a la operación y mantenimiento.

Luego, asumiremos costos globales los cuales para el ducto irán del 1% al 2%, mientras que para las estaciones de compresión irán del 7% al 10%.

Con todas las estimaciones anteriores podemos confeccionar una tabla resumen.

Tabla N° 52 – Resumen de características Proyecto Camisea

| CARACTERÍSTICAS | VALORES |
|------------------------------------|----------------|
| Longitud Ducto (Km) | 730 |
| Diámetro Ducto (Pulg) | 24 |
| Costo Unitario Ducto (US\$/pulg-m) | 35 |
| Inversión Ducto (MMUS\$) | 613 |
| Potencia de Compresión (HP) | 20,000 |
| Costo Unitario Potencia (US\$/HP) | 1,500 |
| Inversión Estac. Comp. (MMUS\$) | 30 |
| Inversión Total (MMUS\$) | 643 |

| CARACTERÍSTICAS | VALORES |
|------------------------|----------------|
| O&M Ducto | 1.5% |
| O&M Comp. | 9.50% |

C.1.2. Módulo de Cálculos

En este módulo es donde utilizaremos algunos supuestos para los cálculos de inversión y financiamiento del proyecto.

Como indicadores de viabilidad económica utilizaremos, el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), la relación beneficio – costo (B/C), y el periodo de pago (PRC).

❖ Financiamiento

Se asumirá un financiamiento del 60% de la inversión total. Podemos además considerar que el monto de la deuda es financiado por dos entidades con distintas tasas de interés. La tasa ponderada será el interés con el cual se tendrá que pagar la deuda.

Tabla N° 53 – Financiamiento de la inversión supuesto Proyecto Camisea

| | | | |
|---------------------------|------|--------------------------|-------|
| FINANCIAMIENTO "A" | 10% | INTERES NOMINAL | 9.0% |
| FINANCIAMIENTO "B" | 50% | INTERES NOMINAL | 8.6% |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | 12% |
| | 100% | TASA PONDERADA | 10.0% |

❖ Inversión

Ya se han definido los montos de inversión para el proyecto, lo que debemos definir ahora es el cronograma del inversiones.

❖ Cronograma de Inversiones

Para confeccionar el cronograma de inversiones se utilizará algunos supuestos como:

Periodo de Inversión: Supondremos que el desarrollo del proyecto tomará cuatro años, los cuales serán considerados periodos de gracia, es decir se pagarán los interés mas no las amortizaciones de la deuda.

Imprevistos: Están relacionados a las posibles contingencias que puedan ocurrir en el transcurso del periodo de inversiones. Se asumirá como un 5% de la inversión.

Interés Pre-Operativo: Están relacionados con el interés que se pagará para honrar la deuda. Se asumirá un 10% de la inversión y los imprevistos.

❖ **Cronograma de Inversiones****Tabla Nº 54 – Cronograma de inversiones Proyecto Camisea**

| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
|------------------------------|-----------|------------|------------|------------|--------------|
| INVERSION | 56 | 167 | 223 | 111 | 557 |
| IMPREVISTOS | 3 | 8 | 11 | 6 | 28 |
| SUB-TOTAL | 58 | 175 | 234 | 117 | 585 |
| INTERES PRE OPERATIVO | 6 | 18 | 23 | 12 | 58 |
| DESEMBOLSO ANUAL | 64 | 193 | 257 | 129 | 643 |

| | |
|---------------------------|------------|
| FINANCIAMIENTO "A" | 64 |
| FINANCIAMIENTO "B" | 322 |
| CAPITAL PROPIO | 257 |
| INVERSION | 643 |

| | |
|---------------------|------------|
| FINANCIACION | 386 |
|---------------------|------------|

| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|--------------|
| DESEMBOLSO FINANCIADO | 39 | 116 | 154 | 77 | 386 |

| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
|----------------------------|----------|----------|----------|----------|--------------|
| DUCTO | 61 | 184 | 245 | 123 | 613 |
| ESTACION COMPRESION | 3 | 9 | 12 | 6 | 30 |
| TOTALES | 64 | 193 | 257 | 129 | 643 |

C.1.2.1. Otros Supuestos para la Evaluación Económica

Para la evaluación económica el modelo requiere que se ingresen datos como el interés, la tasa de descuento, etc. Pero estos datos no se disponen para el presente Proyecto Camisea, lo que se hará es suponer estos datos para la evaluación.

❖ Servicio de la Deuda

Para el servicio de la deuda se supondrá anualidades constantes.

❖ Depreciación

Se asumirá depreciar todos los equipos en el mismo periodo del horizonte de evaluación, es decir, en treinta años.

Tabla N° 55 – Resumen de supuestos para el modelamiento Proyecto Camisea

| DATOS | VALORES |
|---|---------------------|
| Tasa de Interés | 10% |
| Tasa de Descuento | 12% |
| Horizonte de Evaluación (Años) | 30 |
| Servicio de la Deuda | Anualidad Constante |
| Tiempo de Depreciación (Depreciación Lineal) | 20 |
| Impuesto | 30% |

C.1.2.3. Flujo de Caja Económico – Financiero

Para la evaluación económica financiera utilizaremos un flujo de caja con el cual determinaremos el valor del costo de transporte mínimo que haga viable el proyecto para las condiciones y supuestos planteados. A continuación se muestra la tabla de la evaluación económica financiera.

Gráfico N° 31 – Flujo Económico Financiero Proyecto Camisea

EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA COSTOS DE TRANSPORT. TRAMO CAMISEA - LIMA

COSTOS INFRAESTRUCTURA

| | | | |
|------------------------|------------|------------------------|-------|
| LONGITUD DUCTO | 730 Km | OPERACION DUCTO | 1.5% |
| DIAMETRO DUCTO | 24 Pulg | OPERACION ESTAC. COMP. | 9.90% |
| INVERSION DUCTO | 613 MMUS\$ | | |
| POTENCIA DE COMPRESION | 20,000 HP | | |
| INVERSION ESTAC. COMP. | 30 MMUS\$ | | |

GASTOS DE OPERACION

| | |
|------------------|----------------|
| DEUDA | 50% |
| INVERSION TOTAL | 543.200 MMUS\$ |
| MONTO FINANCIADO | 385.920 MMUS\$ |

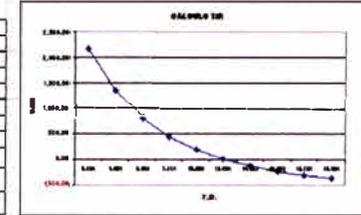
DATOS FINANCIEROS

| | | | |
|----------------------------|-----|----------------|---------|
| PERIODO INVERSION (AÑOS) | 4 | TIR ECON. | 12.000% |
| TASA DE INTERES | 10% | VAN ECON | 0.00 |
| PERIODO RECUPERO (AÑOS) | 30 | TIR FINAN. | 10.795% |
| MARGEN DEUDA | 60% | VAN FINAN. | 65.04 |
| DEPRECIACION | 5% | RELACION C/B | 1.194 |
| TIEMPO DEPRECIACION (AÑOS) | 20 | PAY OUT (AÑOS) | 19.000 |
| IMPUESTO | 30% | | |

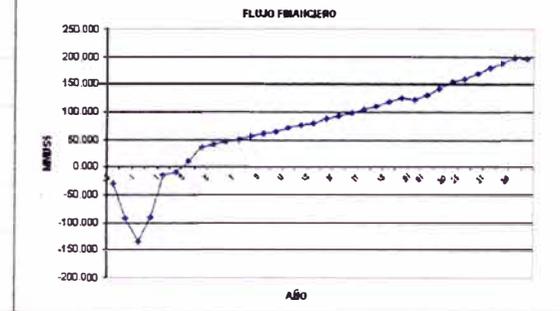
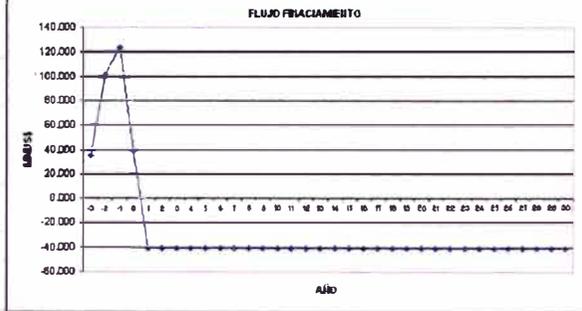
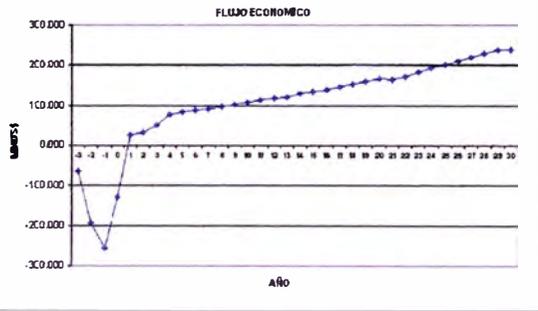
INDICADORES

| | |
|-----------------|--------|
| T.D. ECONOMICO | 12.00% |
| T.D. FINANCIERO | 10.00% |

| T.D. | VAN |
|--------|----------|
| 2.00% | 2 163.47 |
| 4.00% | 1 343.29 |
| 6.00% | 802.20 |
| 8.00% | 435.84 |
| 10.00% | 181.31 |
| 12.00% | 0.00 |
| 14.00% | (132.32) |
| 16.00% | (231.14) |
| 18.00% | (306.63) |
| 20.00% | (365.22) |



| AÑO | VENTAS GAS | | TARIFA | INGRESO | INVERSIONES | | GASTOS | | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIAMIENTO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS |
|-----|------------|--------|---------|---------|-------------|--------------|--------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|
| | MMPC-ANUAL | MMUS\$ | | | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 0 | 0 | 1.023 | 0.000 | 61.320 | 3.000 | 0.000 | 0.000 | 38.592 | 3.859 | 0.000 | 3.859 | 0.000 | -3.859 | 0.000 | -3.859 | -64.320 | -29.597 | 34.733 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 0 | 1.023 | 0.000 | 183.960 | 9.000 | 0.000 | 0.000 | 115.776 | 15.437 | 0.000 | 15.437 | 0.000 | -15.437 | 0.000 | -15.437 | -192.960 | -92.621 | 100.339 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 0 | 1.023 | 0.000 | 245.280 | 12.000 | 0.000 | 0.000 | 164.368 | 30.874 | 0.000 | 30.874 | 0.000 | -30.874 | 0.000 | -30.874 | -257.280 | -133.786 | 123.494 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 0 | 1.023 | 0.000 | 122.640 | 6.000 | 0.000 | 0.000 | 77.184 | 38.592 | 0.000 | 38.592 | 0.000 | -38.592 | 0.000 | -38.592 | -128.640 | -90.048 | 38.592 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 26.992 | 1.023 | 26.992 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.563 | 0.171 | 0.000 | 38.592 | 2.346 | 40.938 | 32.160 | -44.697 | 0.000 | -44.697 | 26.865 | -15.073 | -40.938 | 24.172 | 23.519 | 0.659 |
| 6 | 31.410 | 1.023 | 32.132 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.669 | 0.207 | 0.000 | 38.367 | 2.681 | 40.938 | 32.160 | -39.261 | 0.000 | -39.261 | 31.268 | -9.682 | -40.938 | 26.568 | 25.832 | 0.724 |
| 7 | 52.056 | 1.023 | 53.253 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.108 | 0.343 | 0.000 | 36.059 | 2.839 | 40.938 | 32.160 | -18.458 | 0.000 | -18.458 | 51.801 | 10.853 | -40.938 | 40.010 | 38.919 | 1.091 |
| 8 | 80.208 | 1.023 | 82.052 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.706 | 0.629 | 0.000 | 37.816 | 3.123 | 40.938 | 32.160 | 9.440 | 2.962 | 6.899 | 76.863 | 36.925 | -40.938 | 56.043 | 52.499 | 3.644 |
| 9 | 88.488 | 1.023 | 90.523 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 1.894 | 0.584 | 0.000 | 37.503 | 3.435 | 40.938 | 32.160 | -18.592 | 5.518 | 12.874 | 82.537 | 41.599 | -40.938 | 56.208 | 51.249 | 4.958 |
| 10 | 94.716 | 1.023 | 96.894 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.017 | 0.625 | 0.000 | 37.180 | 3.778 | 40.938 | 32.160 | 24.533 | 7.490 | 17.453 | 86.773 | 45.835 | -40.938 | 54.694 | 48.981 | 5.713 |
| 11 | 99.360 | 1.023 | 101.645 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.116 | 0.658 | 0.000 | 36.782 | 4.165 | 40.938 | 32.160 | 29.532 | 8.980 | 20.952 | 89.884 | 48.955 | -40.938 | 52.160 | 48.130 | 6.030 |
| 12 | 109.368 | 1.023 | 111.883 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.329 | 0.722 | 0.000 | 36.386 | 4.572 | 40.938 | 32.160 | 40.507 | 12.092 | 28.215 | 96.741 | 55.803 | -40.938 | 52.194 | 45.130 | 7.064 |
| 13 | 117.504 | 1.023 | 120.208 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.622 | 0.776 | 0.000 | 35.909 | 5.029 | 40.938 | 32.160 | 48.600 | 14.656 | 34.202 | 102.271 | 61.333 | -40.938 | 50.979 | 43.373 | 7.606 |
| 14 | 125.168 | 1.023 | 125.988 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.622 | 0.812 | 0.000 | 35.406 | 5.532 | 40.938 | 32.160 | 54.587 | 16.486 | 38.491 | 106.057 | 65.119 | -40.938 | 48.574 | 40.890 | 7.884 |
| 15 | 132.372 | 1.023 | 135.416 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.818 | 0.873 | 0.000 | 34.853 | 6.085 | 40.938 | 32.160 | 64.711 | 19.413 | 45.298 | 112.311 | 71.373 | -40.938 | 46.936 | 39.364 | 8.098 |
| 16 | 140.616 | 1.023 | 143.850 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 2.984 | 0.928 | 0.000 | 34.244 | 6.684 | 40.938 | 32.160 | 73.524 | 22.067 | 51.486 | 117.871 | 76.933 | -40.938 | 45.836 | 37.557 | 8.278 |
| 17 | 145.168 | 1.023 | 148.527 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.091 | 0.958 | 0.000 | 33.575 | 7.363 | 40.938 | 32.160 | 78.749 | 23.623 | 55.120 | 120.855 | 79.917 | -40.938 | 43.023 | 35.007 | 8.016 |
| 18 | 167.464 | 1.023 | 161.085 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.363 | 1.039 | 0.000 | 32.838 | 8.099 | 40.938 | 32.160 | 81.595 | 27.609 | 64.186 | 129.185 | 88.247 | -40.938 | 42.419 | 34.018 | 8.400 |
| 19 | 164.880 | 1.023 | 168.672 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.611 | 1.088 | 0.000 | 32.029 | 8.909 | 40.938 | 32.160 | 89.654 | 29.965 | 69.919 | 134.108 | 93.170 | -40.938 | 40.379 | 32.104 | 8.274 |
| 20 | 171.468 | 1.023 | 175.411 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.651 | 1.131 | 0.000 | 31.138 | 9.800 | 40.938 | 32.160 | 107.531 | 32.199 | 75.132 | 139.430 | 97.492 | -40.938 | 38.175 | 30.126 | 8.048 |
| 21 | 182.988 | 1.023 | 187.196 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 3.896 | 1.207 | 0.000 | 30.158 | 10.760 | 40.938 | 32.160 | 119.775 | 36.932 | 83.642 | 146.160 | 105.222 | -40.938 | 37.036 | 28.917 | 8.119 |
| 22 | 191.448 | 1.023 | 195.860 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 4.076 | 1.263 | 0.000 | 29.080 | 11.868 | 40.938 | 32.160 | 129.271 | 38.781 | 90.490 | 151.730 | 110.792 | -40.938 | 35.225 | 27.290 | 7.935 |
| 23 | 203.220 | 1.023 | 207.893 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 4.327 | 1.341 | 0.000 | 27.894 | 13.044 | 40.938 | 32.160 | 142.172 | 42.651 | 99.520 | 159.574 | 118.636 | -40.938 | 33.992 | 26.092 | 7.901 |
| 24 | 212.888 | 1.023 | 217.878 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 4.628 | 1.403 | 0.000 | 26.590 | 14.349 | 40.938 | 32.160 | 162.898 | 46.869 | 107.026 | 166.778 | 124.840 | -40.938 | 32.342 | 24.642 | 7.700 |
| 25 | 223.632 | 1.023 | 228.775 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 4.761 | 1.475 | 0.000 | 25.155 | 15.783 | 40.938 | 32.160 | 197.383 | 59.215 | 136.188 | 163.323 | 122.385 | -40.938 | 30.914 | 22.070 | 8.845 |
| 26 | 234.628 | 1.023 | 240.228 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 5.000 | 1.549 | 0.000 | 23.576 | 17.362 | 40.938 | 32.160 | 210.109 | 63.091 | 147.072 | 170.648 | 128.710 | -40.938 | 29.511 | 20.963 | 8.648 |
| 27 | 262.218 | 1.023 | 268.018 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 5.370 | 1.664 | 0.000 | 21.840 | 19.098 | 40.938 | 32.160 | 228.142 | 68.742 | 160.399 | 182.238 | 141.301 | -40.938 | 28.816 | 20.352 | 8.463 |
| 28 | 270.936 | 1.023 | 277.166 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 5.769 | 1.787 | 0.000 | 19.930 | 21.008 | 40.938 | 32.160 | 249.680 | 74.904 | 174.776 | 194.706 | 153.768 | -40.938 | 28.139 | 19.788 | 8.372 |
| 29 | 280.080 | 1.023 | 286.521 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 5.963 | 1.848 | 0.000 | 17.830 | 23.108 | 40.938 | 32.160 | 260.680 | 78.264 | 182.616 | 200.446 | 169.607 | -40.938 | 26.446 | 18.500 | 7.944 |
| 30 | 294.048 | 1.023 | 300.810 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 6.251 | 1.940 | 0.000 | 15.519 | 25.419 | 40.938 | 32.160 | 277.090 | 83.127 | 193.963 | 209.482 | 168.544 | -40.938 | 25.240 | 17.577 | 7.653 |
| 31 | 309.780 | 1.023 | 316.904 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 6.596 | 2.044 | 0.000 | 12.977 | 27.961 | 40.938 | 32.160 | 295.287 | 86.596 | 205.701 | 219.678 | 178.740 | -40.938 | 24.173 | 16.257 | 7.416 |
| 32 | 323.460 | 1.023 | 330.898 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 6.887 | 2.134 | 0.000 | 10.181 | 30.767 | 40.938 | 32.160 | 311.697 | 93.609 | 218.188 | 228.368 | 187.430 | -40.938 | 22.946 | 15.836 | 7.110 |
| 33 | 336.436 | 1.023 | 346.219 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 7.206 | 2.233 | 0.000 | 7.105 | 33.800 | 40.938 | 32.160 | 329.675 | 98.902 | 230.772 | 237.877 | 196.939 | -40.938 | 21.825 | 14.996 | 6.830 |
| 34 | 339.120 | 1.023 | 346.918 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 7.220 | 2.237 | 0.000 | 3.722 | 37.216 | 40.938 | 32.160 | 333.739 | 100.122 | 233.617 | 237.339 | 196.401 | -40.938 | 19.801 | 13.602 | 6.280 |



C.1.3. Módulo de Resultados

En esta parte de la evaluación se expondrá los resultados esperados obtenidos de la evaluación.

Se debe recordar que la intención de esta evaluación era la determinación de los precios de adquisición para los proyectos potenciales en el Perú.

C.1.3.1. Costo de Transporte a lo Largo del Ducto

Como ya se mencionó, para determinar el costo de adquisición de los distintos proyectos se debe determinar la curva del costo de transporte versus distancia del ducto para el Proyecto de Camisea. Esta curva me permitirá asignar costos de transporte en cualquier punto de la red principal.

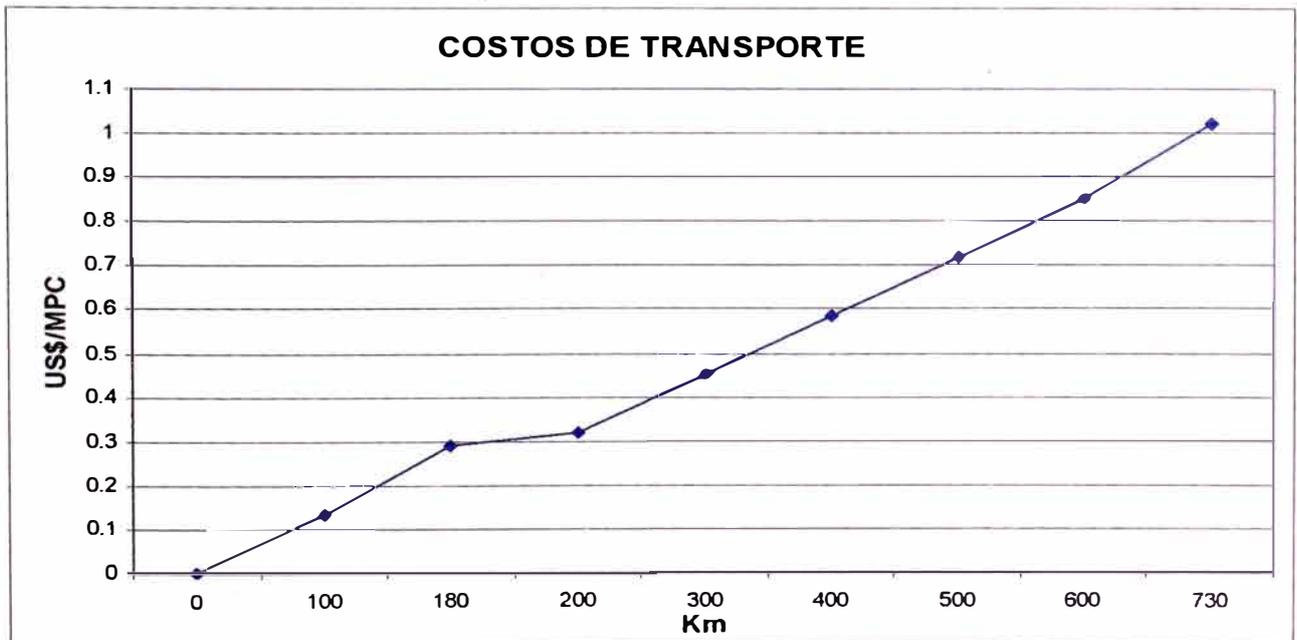
Se considera el inicio de la longitud (Distancia Cero) en la estación separadora “Las Malvinas”. El Kilómetro 730 corresponde al “City Gate” en Lurín, se supone el ingreso de la estación de compresión en el kilómetro 180.

Tabla N° 56 – Costo de transporte versus la distancia Proyecto Camisea

| DISTANCIA (Km) | US\$/MPC (*) |
|-----------------------|---------------------|
| 0 | 0 |
| 100 | 0.1329 |
| 180 | 0.2922 |
| 200 | 0.3188 |
| 300 | 0.4516 |
| 400 | 0.5845 |
| 500 | 0.7174 |
| 600 | 0.8503 |
| 730 | 1.023 |

(*) CONSIDERANDO TASA DE INTERES 10% Y DEUDA DE 60%.

Gráfico N° 32 – Costo de transporte respecto a la distancia



C.1.3.2. Precio de Adquisición

Entonces con los datos obtenidos se calcularán los precios de adquisición del gas en los puntos de suministro. Se tiene que tener presente que los precios finales serán la suma de los costos de boca de pozo mas el costo de transporte. Así, se tendrá que sumar al precio de boca de pozo el costo de transporte correspondiente. Para todos los casos se asumirá el precio de boca de pozo de 1.2 US\$/MPC, debido a que se supondrá un valor promedio para evitar el problema de determinar que tipo de consumidor se tendrá.

Tabla N° 57 – Precio de adquisición de los proyectos evaluados

| GASODUCTO | PUNTO DE ADQUISICIÓN (Km) | COSTO DE TRANSPORTE (US\$/MPC) | PRECIO DE ADQUISICIÓN (US\$/MPC) |
|----------------------|----------------------------------|---------------------------------------|---|
| Camisea - Cuzco | 0 | 0 | 1.2 |
| Nodo Ica – Marcona | 600 | 0.85 | 2.05 |
| City Gate – La Oroya | 730 | 1.023 | 2.22 |
| City Gate - Chimbote | 730 | 1.023 | 2.22 |

Con esta tabla resumiendo los valores de los precios de adquisición de los proyectos a evaluar se ha terminado con la evaluación de la oferta de las evaluaciones de los proyectos.

D. Evaluación de la Demanda

Para la evaluación de la demanda se seguirá los criterios mostrados en el estudio de prefactibilidad estudiados en el capítulo anterior. Así, el estudio de la demanda se enmarcará en poder determinar la demanda inicial o demanda de corto plazo y la proyección de la misma en el horizonte de evaluación o demanda de largo plazo.

❖ Demanda de Corto Plazo

La demanda de corto plazo estará determinada básicamente por la cantidad de energéticos a sustituir por el gas natural, es decir por el volumen de sustitución de los energéticos corrientemente utilizados.

Además, se podrán considerar las oportunidades de utilización de gas natural en actividades consumidoras (energéticas o no) ha realizarse en el corto plazo en la región, como podrán ser: Centrales de Generación Eléctrica, Fábricas de Hierro Esponja, Fábricas de Nitratos, etc., siempre y cuando ingresen al consumo en un corto plazo debido a que se lo que se busca en esta sección del estudio es determinar la demanda en el corto plazo.

Entonces, la determinación de la demanda en este nivel de estudio la obtendremos de las fuentes de información mostradas anteriormente.

A continuación se muestran los datos obtenidos y los valores de la demanda de corto plazo obtenidos.

Los factores de sustitución utilizados han sido obtenidos de los ponderadores que afectan la sustitución de un determinado energético en un determinado sector de consumo tal como se mostró en el capítulo anterior.

Las demandas mostradas para las regiones evaluadas corresponden a los niveles de consumo de 1998 y es de esperar que cuando se inicien las operaciones del Proyecto Camisea nuevas oportunidades de negocio aparecerán en todas las regiones, estas nuevas oportunidades de negocio tendrán que ser fomentadas por los gobiernos regionales para que los estudios de factibilidad se desarrollen con la rapidez posible de generar demanda de corto plazo que determinen la viabilidad de los proyectos de gasoductos.

❖ Demanda de Largo Plazo

Para la demanda de largo plazo se supondrá que el ingreso de actividades consumidoras a lo largo del periodo de evaluación. Además se supondrá el crecimiento de la demanda a razón de una tasa de crecimiento constante supuesta para cada región en evaluación. Se utilizará la siguiente fórmula, también explicada para el estudio de la demanda en el capítulo anterior:

$$\text{Consumo}_i = \text{Consumo}_{CP} (1 + g)^i$$

Donde:

Consumo_i : Consumo de gas en el año "i" del horizonte evaluado.
Consumo_{CP} : Consumo de Corto Plazo del gas o Consumo inicial.
g : Tasa global de crecimiento porcentual

D.1. Evaluación de la Demanda de las Regiones

D.1.1. Lima

Lima es un caso particular debido a que ya se cuenta con un estudio de buen nivel de profundidad realizado por el Ministerio de Energía y Minas, los datos de la demanda se considerará al final de esta sección del informe. Estos datos han sido considerados para modelar el Proyecto Camisea y así obtener los precios de adquisición para los proyectos que se estará evaluando.

D.1.2. Cusco – Cusco

❖ Demanda de Corto Plazo

La información para el estudio de la demanda para esta región será obtenida del “Balance Nacional de Energía Útil de 1998”, realizada por la OTERG – MINEM, y actualizados los valores iniciales al 2006 (con una tasa de crecimiento constante de 4%) en la que se supone el inicio de las operaciones de los gasoductos evaluados.

Luego tendremos una demanda inicial de 1.20 MMPCD para el inicio de las operaciones. Este poco volumen a transportar tomando en cuenta la distancia del yacimiento y los centros consumidores harían inviable el proyecto a primera vista.

Tabla N° 58 – Consumo de energías netas – Cusco

| SECTOR | FUENTES DE ENERGÍA | | | | | |
|-------------------------------|--------------------|-------------|----------|-----------|-------|----------------|
| | DIESEL | PET. RESID. | KEROSENE | GASOLINAS | GLP | CARBON MINERAL |
| RESIDENCIAL | 0.0 | 0.0 | 913.6 | 0.0 | 244.2 | 0.0 |
| COMERCIO Y SERVICIOS | 36.3 | 0.0 | 13.9 | 0.0 | 7.2 | 0.0 |
| PÚBLICO | 6.7 | 0.0 | 0.0 | 0.7 | 0.0 | 0.0 |
| AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | 16.9 | 0.0 | 0.0 | 40.4 | 0.0 | 0.0 |
| PESCA E INDUSTRIA PESQUERA | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| MINERO METALÚRGICO | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| INDUSTRIAL | 47.4 | 59.4 | 0.0 | 4.4 | 3.1 | 0.0 |
| TOTAL | 107.3 | 59.4 | 927.5 | 45.5 | 254.5 | 0.0 |
| FACTORES DE SUSTITUCIÓN (%) | 0.6 | 0.9 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |
| CANTIDADES SUSTITUIDAS | 64.38 | 53.46 | 185.5 | 4.55 | 25.45 | 0 |
| TOTALES | 333.34 | TJ | | | | |
| | 0.316 | TBTU – AÑO | | | | |
| | 0.88 | MMPCD | (1998) | 1.20 | MMPCD | (2006) |

❖ Demanda de Largo Plazo

Lo que haremos a continuación es ingresar potenciales consumos de gas en diferentes actividades. A continuación se presenta el cuadro de los potenciales consumidores.

Tabla N° 59 - Potenciales consumidores en el Cusco

| Consumidor | Producción | Consumo Gas |
|---------------------------|-------------------------------------|-------------|
| Cachimayo – Fertilizantes | 100 TMD. 100 TMD (ampliación). | 3.5 MMPCD |
| Tintaya (Aceros) | 600 TMD (Oportunidad de Negocio) | 10 MMPCD |
| Tintaya (Cobre) | 165 TM | 1 MMPCD |
| Cemento | 410 TMD | 1.5 MMPCD |
| Totales | | 16 MMPCD |

Fuente: Proyecto Integral de desarrollo del Gas de Camisea – PetroPerú – 1990.

En el caso de la planta de Cachimayo representa el cambio al uso del gas natural y la ampliación de sus líneas de producción. En la mina Tintaya se pretende el aprovechamiento de los relaves de esta para la obtención de acero y en su línea de producción de cobre utilizar el gas natural como sustituto de los combustibles actualmente utilizados. Existen otros proyectos como los proyectos de fábricas de cemento.

Luego estos consumos serán ingresados dentro del periodo de evaluación del proyecto dentro de los primeros 10 años del proyecto. Además supondremos el ingreso de 18 MMPCD dentro de los 10 últimos años del horizonte. Los años de ingreso de estos consumos serán supuestos cada cuatro años. La metodología de la determinación de esta proyección se puede observar en la sección de prefactibilidad del capítulo anterior.

Tabla N° 60 – Proyección de la demanda del Cusco

| AÑO | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPCD) | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPC - AÑO) |
|-----|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 1.20 | 432.39 |
| 2 | 4.75 | 1709.69 |
| 3 | 5.80 | 2087.68 |
| 4 | 5.85 | 2106.38 |
| 5 | 5.91 | 2125.84 |
| 6 | 15.96 | 5746.07 |
| 7 | 16.02 | 5767.12 |
| 8 | 17.58 | 6329.00 |
| 9 | 17.64 | 6351.76 |
| 10 | 21.71 | 7815.43 |
| 11 | 21.78 | 7840.05 |
| 12 | 21.85 | 7865.65 |
| 13 | 25.92 | 9332.28 |
| 14 | 26.00 | 9359.97 |
| 15 | 26.08 | 9388.76 |
| 16 | 30.16 | 10858.72 |
| 17 | 30.25 | 10889.86 |
| 18 | 30.34 | 10922.26 |
| 19 | 30.43 | 10955.95 |
| 20 | 30.53 | 10990.99 |

D.1.3. Junín – La Oroya

❖ Demanda de Corto Plazo

La información para el estudio de la demanda para esta región también será obtenida del “Balances de Energía Útil – 1998”.

Obtenemos como demanda inicial o demanda de corto plazo 41.0 MMPCD actualizado al 2006 (con una tasa de crecimiento constante de 3%) donde se supone en operación el gasoducto.

Tabla Nº 61 – Consumo de energías netas - Junín

| SECTOR | FUENTES DE ENERGÍA (TJ) | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------|-------------|----------|-----------|-------|----------------|
| | DIESEL | PET. RESID. | KEROSENE | GASOLINAS | GLP | CARBON MINERAL |
| RESIDENCIAL | 0.0 | 0.0 | 1648.2 | 0.0 | 496.2 | 0.0 |
| COMERCIO Y SERVICIOS | 13.6 | 0.0 | 7.3 | 0.1 | 1.6 | 0.0 |
| PÚBLICO | 0.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | 59.6 | 0.0 | 0.0 | 43.4 | 0.0 | 0.0 |
| PESCA E INDUSTRIA PESQUERA | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| MINERO METALÚRGICO | 510.3 | 8324.6 | 0.0 | 11.0 | 51.1 | 1804.6 |
| INDUSTRIAL | 6.2 | 1161.3 | 0.0 | 6.7 | 0.0 | 1963.0 |
| TOTAL | 590.0 | 9485.9 | 1655.5 | 61.2 | 548.9 | 3767.6 |
| FACTORES DE SUSTITUCIÓN (%) | 0.6 | 0.9 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |
| CANTIDADES SUSTITUIDAS | 354 | 8537.31 | 331.1 | 6.12 | 54.89 | 3014.08 |

| | | | | | | |
|---------|---------|------------|--------|------|-------|--------|
| TOTALES | 12297.5 | TJ | | | | |
| | 11.7 | TBTU - AÑO | | | | |
| | 32.4 | MMPCD | (1998) | 41.0 | MMPCD | (2006) |

❖ Demanda de Largo Plazo

Para la determinación de la demanda de largo plazo se asumirá una tasa de crecimiento del 3% además de un ingreso total de 16 MMPCD durante los 20 años de horizonte de evaluación del proyecto. Se considerarán cuatro ingresos de 4 MMPCD espaciados cuatro años cada uno a partir del cuarto año de operación, tener presente que estos son supuestos que consideran el ingreso de nuevas actividades consumidoras del gas.

Tabla N° 62 – Proyección de la demanda en La Oroya

| AÑO | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPCD) | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPC - AÑO) |
|-----|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 41.01 | 14765.19 |
| 2 | 42.24 | 15208.15 |
| 3 | 43.51 | 15664.39 |
| 4 | 48.82 | 17574.33 |
| 5 | 50.16 | 18058.36 |
| 6 | 51.55 | 18556.91 |
| 7 | 52.97 | 19070.41 |
| 8 | 58.44 | 21039.33 |
| 9 | 59.96 | 21584.11 |
| 10 | 61.51 | 22145.23 |
| 11 | 63.12 | 22723.19 |
| 12 | 68.77 | 24758.48 |
| 13 | 70.48 | 25371.64 |
| 14 | 72.23 | 26003.19 |
| 15 | 74.04 | 26653.68 |
| 16 | 79.90 | 28763.69 |
| 17 | 81.82 | 29453.80 |
| 18 | 83.79 | 30164.62 |
| 19 | 85.82 | 30896.76 |
| 20 | 87.92 | 31651.20 |

D.1.4. Ancash – Chimbote

❖ Demanda de Corto Plazo

La información para el estudio de la demanda para esta región también será obtenida del “Balances de Energía Útil – 1998”.

Se obtiene como demanda inicial o demanda de corto plazo 26.8 MMPCD actualizado al 2006 (con una tasa de crecimiento constante de 4%) donde se supone entre en operación el gasoducto.

Tabla Nº 63 – Consumo de energías netas – Ancash

| SECTOR | FUENTES DE ENERGÍA | | | | | |
|-------------------------------|--------------------|-------------|----------|-----------|-------|----------------|
| | DIESEL | PET. RESID. | KEROSENE | GASOLINAS | GLP | CARBON MINERAL |
| RESIDENCIAL | 0.0 | 0.0 | 666.6 | 0.0 | 502.8 | 0.0 |
| COMERCIO Y SERVICIOS | 14.7 | 0.0 | 7.7 | 0.0 | 1.3 | 0.0 |
| PÚBLICO | 3.0 | 0.0 | 0.1 | 0.4 | 0.0 | 0.0 |
| AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | 43.8 | 0.0 | 0.0 | 19.5 | 0.0 | 0.0 |
| PESCA E INDUSTRIA PESQUERA | 1406.5 | 2221.5 | 0.0 | 8.0 | 2.3 | 0.0 |
| MINERO METALÚRGICO | 121.8 | 4579.4 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| INDUSTRIAL | 18.4 | 173.2 | 0.0 | 0.8 | 2.4 | 8.7 |
| TOTAL | 1608.2 | 6974.1 | 674.4 | 28.7 | 508.8 | 8.7 |
| FACTORES DE SUSTITUCIÓN (%) | 0.6 | 0.9 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |
| CANTIDADES SUSTITUIDAS | 964.92 | 6276.69 | 134.88 | 2.87 | 50.88 | 6.96 |

| | | | | | | |
|---------|--------|------------|--------|------|-------|--------|
| TOTALES | 7437.2 | TJ | | | | |
| | 7.049 | TBTU - AÑO | | | | |
| | 19.58 | MMPCD | (1998) | 26.8 | MMPCD | (2006) |

❖ Demanda de Largo Plazo

Para el caso de Chimbote tenemos características especiales debido a que en el trayecto Lima – Chimbote se encuentran empresas agroindustriales importantes como son las azucareras de Andahuasi, Ingenio, Paramonga y San Jacinto además de proyectos de implementación de nuevos proyectos de azucareras. Además en el mismo trayecto se encuentran y otros consumos industriales como las fabricas de gaseosas, fabricas de alimentos, fabricas de papel.

Debido al potencial que presenta esta zona de captar nuevas actividades industriales, consideraremos un ingreso de 30 MMPCD en el horizonte de evaluación, este ingreso corresponderá al ingreso dentro del trayecto y en el mismo chimbote por la utilización del gas en la industria del hierro esponja.

Estos ingresos se supondrán que ingresarán en todo el horizonte cada cuatro años a partir del cuarto año de operación.

Tabla N° 64 – Potenciales nuevos consumos en el horizonte de evaluación – Ancash.

| INDUSTRIA | CONSUMO (MMPCD) |
|-----------------------------|-----------------|
| Agroindustriales (Trayecto) | 10 |
| Hierro Esponja (Chimbote) | 20 |
| Total | 30 |

Tabla N° 65 – Proyección de la demanda en el Cusco

| AÑO | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPCD) | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPC - AÑO) |
|-----|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 26.80 | 4624.50 |
| 2 | 27.87 | 9249.00 |
| 3 | 28.98 | 9433.98 |
| 4 | 36.14 | 11622.66 |
| 5 | 37.35 | 11433.98 |
| 6 | 38.60 | 11622.66 |
| 7 | 39.91 | 11815.11 |
| 8 | 47.26 | 15475.20 |
| 9 | 48.67 | 15991.58 |
| 10 | 50.14 | 16531.21 |
| 11 | 51.67 | 17095.11 |
| 12 | 59.25 | 19684.39 |
| 13 | 60.90 | 20300.19 |
| 14 | 62.62 | 20943.70 |
| 15 | 64.41 | 21616.16 |
| 16 | 72.26 | 24318.89 |
| 17 | 74.19 | 25053.24 |
| 18 | 76.20 | 25820.64 |
| 19 | 78.29 | 26622.56 |
| 20 | 86.46 | 29460.58 |

D.1.5. Ica - Marcona

❖ Demanda de Corto Plazo

La información para el estudio de la demanda para esta región también será obtenida del “Balances de Energía Útil – 1998”.

Obtenemos como demanda inicial o demanda de corto plazo 10.6 MMPCD actualizado al 2006 (con una tasa de crecimiento constante de 4%) donde se supone que en operación el gasoducto. Para el distrito de Marcona consideraremos que parte del consumo total determinado para Ica se destina a Marcona por encontrarse allí un Centro Minero y una Central Térmica en base a Residual – 500. Así, si resulta viable implementar un proyecto hacia Marcona, más rentable aún será para Ica debido a que el ducto tendrá que pasar de todas maneras por Ica.

Tabla N° 66 – Consumo de energías netas – Ica

| SECTOR | FUENTES DE ENERGÍA | | | | | |
|-------------------------------|--------------------|-------------|----------|-----------|-------|----------------|
| | DIESEL | PET. RESID. | KEROSENE | GASOLINAS | GLP | CARBON MINERAL |
| RESIDENCIAL | 0.0 | 0.0 | 684.6 | 0.0 | 519.3 | 0.0 |
| COMERCIO Y SERVICIOS | 3.3 | 0.0 | 0.1 | 0.0 | 8.7 | 0.0 |
| PÚBLICO | 0.6 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL | 204.8 | 0.0 | 0.0 | 39.0 | 0.3 | 0.0 |
| PESCA E INDUSTRIA PESQUERA | 1021.8 | 1115.8 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 0.0 |
| MINERO METALÚRGICO | 170.0 | 864.6 | 0.0 | 16.2 | 0.0 | 0.0 |
| INDUSTRIAL | 97.4 | 77.4 | 1.0 | 14.0 | 5.1 | 0.0 |
| TOTAL | 1497.9 | 2057.8 | 685.7 | 69.2 | 534.7 | 0.0 |
| FACTORES DE SUSTITUCIÓN (%) | 0.6 | 0.9 | 0.2 | 0.1 | 0.1 | 0.8 |
| CANTIDADES SUSTITUIDAS | 898.74 | 1852.02 | 137.14 | 6.92 | 53.47 | 0 |

| | | | | | | |
|---------|---------|------------|--------|------|-------|--------|
| TOTALES | 2948.29 | TJ | | | | |
| | 2.794 | TBTU – AÑO | | | | |
| | 7.76 | MMPCD | (1998) | 10.6 | MMPCD | (2006) |

❖ Demanda de Largo Plazo

En el trayecto Ica Nazca no se distinguen empresas altamente consumidoras de combustibles que permitan hablar de un consumo a lo largo del trayecto sin embargo se considerará un ingreso de 16 MMPCD a lo largo del horizonte de evaluación considerando que se implementen industrias agroindustriales a lo largo de este gasoducto. Estos ingresos se realizarán en cantidades iguales espaciados cada cuatros años.

Tabla N° 67 – Proyección de la demanda en Marcona

| AÑO | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPCD) | TOTAL DEMANDA PROYECTADA (MMPC - AÑO) |
|-----|----------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | 10.62 | 3824.38 |
| 2 | 11.05 | 3977.36 |
| 3 | 11.49 | 4136.45 |
| 4 | 15.95 | 5741.91 |
| 5 | 16.43 | 5913.99 |
| 6 | 16.92 | 6092.95 |
| 7 | 17.44 | 6279.07 |
| 8 | 21.98 | 7912.63 |
| 9 | 22.54 | 8113.93 |
| 10 | 23.12 | 8323.29 |
| 11 | 23.73 | 8541.02 |
| 12 | 28.35 | 10207.46 |
| 13 | 29.01 | 10442.96 |
| 14 | 29.69 | 10687.88 |
| 15 | 30.40 | 10942.60 |
| 16 | 35.13 | 12647.50 |
| 17 | 35.90 | 12923.00 |
| 18 | 36.69 | 13209.52 |
| 19 | 37.52 | 13507.50 |
| 20 | 38.38 | 13817.40 |

Se debe tener presente que no se está considerando proyectos potenciales altamente consumidores de gas dentro de la región como es, la industria del hierro esponja, el cual tiene un consumo promedio de 12MPC/Ton-hierro, debido a que las evaluaciones las estamos realizando conservadoramente.

E. Cálculo de las Inversiones

Esta sección del módulo de información se ingresarán algunos supuestos que nos permitan determinar los valores de las inversiones y gastos requeridos dentro de un determinado proyecto.

Para cada proyecto evaluaremos:

- ❖ *Definición del Trayecto*
- ❖ *Diseño del Gasoducto*
- ❖ *Montos Requeridos*

E.1. Definición del Trayecto

Debido a que la evaluación se encuentra en un nivel de prefactibilidad, no se evaluarán todos los aspectos relevantes de la determinación del trazado del gasoducto hacia una determinada región, solo se considerarán algunos datos técnicos que nos permitan determinar en una primera instancia el posible trayecto del gasoducto.

Para la determinación del trayecto del gasoducto ha sido necesario que se formulen ciertas preguntas como:

- *¿De donde partiremos?*
- *¿Cuál es el punto de llegada?*
- *¿Por donde deberíamos ir?*
- *¿Cuál sería la ruta mínima a recorrer?*
- *¿Cuál es el trayecto técnicamente más fácil?*
- *¿Qué tan lejos estamos de las rutas de acceso?*

Es necesario además que se determinen el tipo de región y la altitud máxima que atravesará el gasoducto y los accesos a estas regiones.

Otros datos como las diferencias altimétricas, temperaturas, tipo de suelo, geografía del terreno son informaciones que se deberán realizar en la etapa de factibilidad o en la ingeniería de detalle para el diseño del ducto si es que se decidiese invertir en el proyecto debido a que para la obtención de estos parámetros de diseño se tendrán que hacer estudios anexos que requerirán inversiones.

Entonces con las premisas anteriores se determinará el trayecto óptimo para este nivel de estudio, de los proyectos de gasoductos que estamos evaluando.

❖ **Tramo Camisea – Cusco**

Para el tramo Camisea – Cusco se supondrá el tramo determinado en el informe “Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea” de PetroPerú de 1990, el cual contempla un gasoducto desde Camisea pasando por Quillabamba, Cachimayo, Cusco y San Jerónimo.

❖ **Tramo Lima – La Oroya**

Este tramo se supondrá partirá del “City Gate” en Lurín dirigiéndose a Matucana para luego llegar a La Oroya siguiendo en ciertos tramos la carretera Central.

❖ **Tramo Lima – Chimbote**

Este tramo seguirá el trayecto de la panamericana norte a una distancia de separación que variará hasta los dos kilómetros en algunos tramos debido a la presencia de centros poblados y áreas geográficas difíciles.

❖ **Tramo Nudo Ica – Marcona**

Este tramo partirá del punto que hemos denominado Nudo Ica y es el punto de donde la troncal deja de ir paralela al ducto de los líquidos del gas natural para dirigirse a Lima.

Tabla N° 68 – Resumen de los trayectos

| GASODUCTO | LONGITUD (km) | ALTITUD MAXIMA (m.s.n.m.) |
|--------------------|----------------------|--------------------------------------|
| Camisea – Cusco | 300 | 3,500 |
| Lima – La Oroya | 150 | 3,000 |
| Lima – Chimbote | 500 | 500 |
| Nodo Ica – Marcona | 150 | 500 |

E.2. Diseño del Gasoducto

En esta sección de la evaluación no se desarrollará propiamente el diseño de los gasoductos evaluados debido al nivel de estudio en el que nos encontramos y la cantidad de los supuestos que hasta este momento hemos ingresado.

El diseño de los gasoductos propiamente dicho es una tarea bastante esforzada aunque actualmente se cuentan con software de diseño especializados que permiten ahorrar grandemente los tiempos de cálculo y por ende los costos asociados ha esta tarea.

Para nuestro caso solo determinaremos algunos de los parámetros más importantes que identifican al sistema de transporte, sin embargo, un análisis mas detallado tendrá que realizarse en posteriores estudios de factibilidad o en la ingeniería de detalle si se decidiese implementar alguno de los proyectos. Es así que el tipo de consumidores y su comportamiento de consumo serán necesarios para la determinación de las características óptimas del sistema de transporte.

Para comenzar a determinar los parámetros más importantes es necesario fijar las características y condiciones del gas natural a transportar. Anexo N° 5.

Para cada proyecto entonces determinaremos las siguientes características:

- ❖ *Factor de Compresibilidad*, según AGA NX -19.
- ❖ *Diámetro del Ducto*, según ecuación del flujo aplicable a las condiciones de transporte.
- ❖ *Potencia de Compresión*, según fórmula clásica con parámetros de estado.
- ❖ *Espesor del Ducto*, según Asme B31.8, Fórmula de Barlow.

El cálculo de estas características del sistema de transporte me permitirá determinar las especificaciones básicas del sistema para poder estimar los costos de inversión asociados a él.

Las fórmulas utilizadas para cada evaluación de gasoducto se presentan en el Anexo n° 7.

Cabe resaltar que la utilización de sistemas de gestión de proyectos y los avances en el software de diseño permiten obtener configuraciones optimizadas de un determinado sistema de transporte, tales utilidades permitirán en la fase de la ingeniería de detalle optimizar los montos de inversión.

Tabla N° 69 – Resumen de las especificaciones de los Sistemas de Transporte

| Gasoducto | Z_{prom} | Caudal (MMPCD) | | Potencia Compresión (HP) | Diámetro | | Espesor (pulg.) | Presión Operación | | Calidad del Material | Especif. |
|-----------------|------------|----------------|-----------|--------------------------|-----------|-----------|-----------------|-------------------|------------|----------------------|----------|
| | | Q_{inc} | Q_{max} | | D_{int} | D_{nom} | | P_{succ} | P_{desc} | | |
| Camisea – Cusco | 0.889 | 1.2 | 70.0 | 3,000 | 11.63 | 12.75 | 0.56 | 500 | 1,000 | X52 | API 5L |
| Lima – La Oroya | 0.889 | 41.01 | 150.0 | 6,500 | 14.69 | 16.0 | 0.66 | 500 | 1,000 | X52 | API 5L |
| Lima – Chimbote | 0.889 | 13.0 | 100.0 | 4,500 | 16.50 | 18.0 | 0.75 | 500 | 1,000 | X52 | API 5L |
| Lima – Marcona | 0.889 | 15.0 | 80.0 | 2,500 | 11.63 | 12.75 | 0.56 | 500 | 850 | X52 | API 5L |

Para los proyectos evaluados hemos asumido condiciones parecidas. Vemos que el Factor de compresibilidad promedio (Z_{prom}) es igual para todos los casos debido a que se ha considerado que la temperatura y presión media son iguales para todos los proyectos evaluados, pero dentro del modelo pueden ser variados. En el Anexo N° 7 se muestran las fórmulas para la determinación de la presión y temperatura media.

Además se ha supuesto que la calidad y las especificaciones del material utilizado para los gasoductos será la misma.

Sin embargo estos valores pueden ser variados dentro del modelo para condiciones especiales de algún proyecto. Por comodidad se asumieron condiciones iguales.

E.3. Montos de Inversión y Gastos de Operación

En esta sección estimaremos los montos de inversión requeridos para la implementación del sistema de transporte determinado para cada proyecto de gasoducto evaluado. Además dividiremos estos costos en costos antes de la operación (básicamente inversiones) y los costos durante la operación (gastos de operación y mantenimiento).

Como se mencionó anteriormente, debido al nivel de estudio de la evaluación, la determinación de los costos asociados al sistema de transporte no serán calculados en detalle.

Para la determinación de los montos de inversión necesarios para las configuraciones de los sistemas de transporte calculados anteriormente es necesario examinar los costos de los componentes asociados a estos proyectos.

❖ Costos Asociados a la Construcción de Gasoductos

La construcción de un gasoducto envuelve por lo general los siguientes costos a lo largo de su implementación:

- ❖ Evaluaciones de Impacto Ambiental
- ❖ Adquisición de los Derechos de Vía
- ❖ Construcción, Limpieza de Vías de Acceso y Caminos
- ❖ Construcción de Zanjas, Tratamiento de suelo

- ❖ Tendido del Ducto (Doblez, Soldadura, Inspección, Trabajos de Campo)
- ❖ Construcción de Estaciones de Compresión, Estaciones de Medición y Regulación, Sistemas de Comunicación
- ❖ Prueba y Llenado Finales del Ducto
- ❖ Puesta en Operación

Estas actividades son las generalmente requeridas por los proyectos de gasoductos en su fase de construcción.

En general los costos de construcción de los proyectos de gasoductos se pueden dividir en cuatro grandes categorías:

- ❖ Materiales
- ❖ Trabajo
- ❖ Misceláneos
- ❖ Derecho de Vías

Los costos de materiales incluyen el ducto propiamente dicho con sus sistemas de protección para la corrosión como los revestimientos y las protecciones catódicas y las facilidades requeridas por el sistema como son las estaciones de compresión, las estaciones de medición regulación y los dispositivos de comunicación.

Los costos asociados al trabajo se refieren a las pruebas, al mapeo, los estudios y la instalación de toda la infraestructura de transporte.

Los derechos de vías asociados a los permisos de pasos para el trayecto del gasoducto y sus respectivos seguros contra daños.

Los costos misceláneos están referidos a los costos de administración, supervisión, contingencias y pago de impuestos, cánones y pagos diversos a instituciones estatales en la fase de construcción.

En general los costos asociados a los materiales y el trabajo representan el 80% de los costos totales en la fase de construcción de los gasoductos, siendo los costos de trabajo un tanto mayores que los costos asociados a los materiales. Sin embargo se debe tener en cuenta que los costos de trabajo varían dependiendo del diámetro de los ductos, así diámetros pequeños utilizarán menos material teniendo los costos de trabajo una mayor participación en los costos totales de construcción.

Existe un costo asociado a la etapa de inversión o un costo que en el que todo proyecto debe incurrir o considerar antes del inicio de su operación y este es el capital de trabajo el cual es definido como el costo necesario para completar un ciclo de producción dentro del sistema, en nuestro caso este costo esta referido al “gas empacado” (*Linepack*) que es el gas que queda almacenado en el gasoducto y se considera como un inventario formando así parte del capital de trabajo, su volumen es calculado considerando la

geometría de la tubería, la presión de operación media, la temperatura media y el factor de compresibilidad. Este costo es por lo general muy pequeño y varía entre el 0.1% y el 0.3% del monto total de la inversión. Para nuestro caso no lo consideraremos, sin embargo en el Anexo nº 7 puede verse una fórmula para su cálculo.

❖ **Costos Asociados a la Operación del Gasoducto**

Los costos durante la operación están relacionados a los costos en los que se incurre por mantener y operar el sistema de transporte y se pueden dividir en lo siguientes costos:^o

- ❖ *Gas Combustible*
- ❖ *Mantenimiento*
- ❖ *Operación y Administración*

Los costos asociados al gas combustible son los que provienen de la utilización de parte del gas que es transportado para el funcionamiento de los equipos de compresión. Estos se calculan sobre la base del consumo térmico unitario de las turbinas en términos ISO y con un ajuste del 5% por temperatura. Estos costos varían, entre dos gasoductos de las mismas dimensiones por la presión de operación utilizada, así para gasoductos de alta presión el consumo de gas combustible será mayor que para aquellos de baja presión. Este valor varía entre 1% y 4%.

Los costos asociados al mantenimiento están referidos al ducto y a las facilidades del sistema de transporte. Estos costos de mantenimiento comprende la conservación del derecho de vía, pintura, materiales diversos, equipos ligeros de transporte, maquinaria pesada. No se considera a la mano de obra. Se debe de considerar, en las estaciones de compresión, un mantenimiento ordinario de las unidades y un *Overhaul* (Reparación Profunda) de las mismas cada determinado periodo de tiempo. Entonces podemos dividir los costos de mantenimiento en mantenimientos de ductos y mantenimiento de estaciones de compresión. Generalmente los montos requeridos por el gasoducto varían entre el 1% y 2% de su costo de inversión, mientras que los montos requeridos por las estaciones de compresión son del orden del 5% al 10% de su inversión.

Los costos asociados con la operación y administración esta referido a los gastos de administración y ventas, sueldos, mobiliario, materiales consumibles y rentas. Incluye los sueldos y salarios del personal de operación y mantenimiento. Puede considerársele 1% de la inversión total.

Tabla N° 70 – Montos de inversión y gastos de operación

| MONTOS DE INVERSIÓN | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Materiales | 40% Inv. Total |
| Trabajo | 35% Inv. Total |
| Derecho Vía | 5% Inv. Total |
| Misceláneos | 20% Inv. Total |
| GASTOS DURANTE OPERACIÓN | |
| Gas Combustible | <0.1 – 0.3>% Inv. Total |
| Mantenimiento | <1 - 2>% D. <5 - 10>% E.C. |
| Operación | 1% Inv. Total |

* D.: Inversión en Ductos

**E.C.: Inversión en Estaciones de Compresión.

Los valores promedios mostrados en la tabla anterior corresponden a valores promedios obtenidos de diversos proyectos en el mundo. (Ver Anexos N° 3).

E.3.1. Estimación de los Montos de Inversión

Como hemos visto anteriormente los costos asociados a la etapa antes de la operación o en la etapa de construcción dependen de varios factores y varían dependiendo de la localización donde se quiera implementar el proyecto y de la tecnología que se utilice.

Debido al nivel de esta evaluación, no determinaremos el detalle de los costos incurridos antes y durante la operación, esto tendrá que realizarse en posteriores evaluaciones de factibilidad o en la ingeniería de detalle en la fase de inversión.

Entonces, para resolver el problema de estimar los montos asociados a las fases de implementación y operación del proyecto tendremos que tomar

algunos datos de fuentes externas y realizar algunos supuestos que se ajusten más a la evaluación.

E.3.1.1. Costos Antes de la Operación

Estos son los costos referidos a las inversiones requeridas para la implementación del proyecto, anteriormente ya explicamos a cuales actividades están referidas.

Para la estimación de estos montos de inversión utilizaremos costos promedios de proyectos de gasoductos tanto en la región (cono sur) como de otros proyectos mundiales. Estos costos de pueden observar en los anexos nº 3.

❖ Ductos

Luego, para la determinación de los montos de inversión en los ductos se utilizará un factor cuyas unidades serán US\$/pulg-m, este “costo unitario” comprenderán los estudios de ingeniería, ductos, materiales diversos, equipos recomunicaciones y medición, mano de obra, derechos de vía y intereses preoperativos. Estos costos unitarios se verán influenciados en gran medida por las áreas geográficas por las cuales atravesará el gasoducto, siendo mayor, este costo unitario, cuando el suelo sea rocoso o las vías de acceso sean difíciles o inexistentes o haya gran cantidad de cruce ríos.

❖ Estaciones de Compresión

Los montos de inversión para las estaciones de compresión se realizarán en base a también a un “costo unitario” el cual relacionará el costo de las estaciones con la potencia de ellas (US\$/HP).

Estos costos han sido obtenidos también de proyectos de gasoductos pero pueden ser mas fácilmente obtenidos de catálogos especializados de fabricantes de estas estaciones de compresión o de los manuales de turbinas de gas comerciales.

Se observa entonces que para la estimación de los montos de inversión utilizaremos costos unitarios, estos tendrán que estar acorde con las condiciones que cada proyecto evaluado presenta. Así, el tramo hacia Cusco presenta terrenos de difícil acceso y varios cruces de ríos mientras que el tramo hacia Chimbote presenta diferencias altimétricas despreciables y existen vías de acceso en todo el trayecto del ducto, entonces es lógico pensar que los costos unitarios asociados al gasoducto Camisea – Cusco tendrán valores mucho más altos que los del gasoducto Lima – Chimbote.

No se considerará el al gas empacado en los cálculos de estos montos de inversión.

E.3.1.2. Costos Durante la Operación

Como se vió y describió anteriormente estos costos están asociados a los costos de mantenimiento y operación del sistema de transporte.

Para la estimación de estos costos no se utilizará costos unitarios como para el caso de los montos de inversión, lo que utilizaremos son porcentajes de la inversión realizadas a los ductos y a las estaciones de compresión.

Entonces se tendrá dos rubros de costos durante la operación estos serán los costos relacionados a los ductos y los costos relacionados a las estaciones de compresión. Los costos por el consumo del gas y por los administrativos y de operación serán cargados a cada rubro utilizando el nivel de transporte para un determinado año de operación.

Es decir, al valor obtenido de multiplicar el porcentaje de los costos durante la operación por el monto de inversión se le aplicará un factor que será el cociente entre la capacidad de transporte actual sobre la capacidad de transporte máximo (para las inversiones realizadas) del sistema de transporte. Esto me permitirá que el costo asociado a la mayor utilización de gas combustible por un mayor manejo de gas ingrese a los cálculos asimismo pero en menor incidencia los costos asociados a la operación y mantenimiento de un sistema que aumenta su producción.

Los valores asumidos para los porcentajes, al igual que para el caso de los costos unitarios del cálculo de las inversiones, dependerán del área

geográfica por donde atraviere el ducto, es decir, a mejores condiciones, menores porcentajes de operación y mantenimiento.

Así, teniéndose en cuenta estas consideraciones para asignar los costos unitarios y los datos del diseño básico obtenidos en la sección anterior, podemos confeccionar una tabla con los montos de inversión y los gastos de operación de los proyectos de gasoductos evaluados.

Tabla N° 71 – Resumen de los montos de inversión de los proyectos evaluados

| Gasoducto | Longitud (Km) | Diámetro (pulg) | Potencia Compresión (HP) | Costo Unitario (US\$/pulg-m) | Costo Unitario (US\$/HP) | Costo Ducto (MMUS\$) | Costo E.C. (MMUS\$) | Total (MMUS\$) |
|------------------------|----------------------|------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------|-----------------------|
| Camisea – Cusco | 300 | 12.75 | 3,000 | 20 | 1,500 | 76.50 | 4.50 | 81.00 |
| Lima – La Oroya | 150 | 16.0 | 6,500 | 18.5 | 1,500 | 44.40 | 9.75 | 54.15 |
| Lima – Chimbote | 500 | 18.0 | 4,500 | 16 | 1,500 | 144.00 | 6.75 | 150.75 |
| Lima – Marcona | 150 | 12.75 | 2,500 | 17.5 | 1,500 | 33.47 | 3.75 | 37.22 |

Tabla N° 72 – Resumen de los gastos de operación de los proyectos evaluados

| Gasoducto | Ducto(%)* | Estación de Compresión(%)** |
|------------------------|------------------|------------------------------------|
| Camisea – Cusco | 1.5 | 9.0 |
| Lima – La Oroya | 1.0 | 7.0 |
| Lima – Chimbote | 1.0 | 7.0 |
| Lima – Marcona | 1.0 | 7.0 |

* Corresponde al porcentaje de la inversión en el ducto.

**Corresponde al porcentaje de la inversión en la estación de compresión.

4.2.2 Módulo de Cálculos

En este módulo se realizará el cálculo de los indicadores de la viabilidad económica en base a toda la información obtenida en el módulo de información.

Para el desarrollo de los cálculos utilizaremos una hoja de cálculo, en nuestro caso, MS Excel. Así, realizaremos un flujo económico financiero para determinar el costo de transporte mínimo que hace viable un determinado proyecto. Este costo de transporte lo utilizaremos más adelante, en el módulo de resultados, para determinar el precio final del gas el cual determinará la viabilidad económica del proyecto en base a si este precio es lo suficientemente competitivo con los combustibles corrientemente utilizados.

Para determinar el costo de transporte que hace viable un determinado proyecto necesitaremos ingresar al módulo de cálculo algunos supuestos, estos serán:

- ❖ Inversiones
- ❖ Financiamiento
- ❖ Cronograma de Inversiones
- ❖ Servicio a la Deuda
- ❖ Depreciación

Los indicadores de la viabilidad económica que serán calculados en este módulo serán:

- ❖ Valor Actualizado Neto - VAN
- ❖ Tasa Interna de Retorno - TIR
- ❖ Relación Beneficio Costo – B/C
- ❖ Periodo de Recupero - PRC

La explicación de los supuestos a ingresar y los indicadores a calcular mostrados arriba han sido desarrollados en el capítulo anterior.

4.2.2.1. Supuestos para la Evaluación

Los supuestos que se utilizarán para la evaluación de los proyectos de gasoductos serán los mismos para los cuatro evaluados, esto para permitir tener las mismas condiciones para determinar la viabilidad económica de estos y poder compararlos.

Para los proyectos que estamos evaluando supondremos condiciones particulares que se ajustan a la realidad actual de este tipo de proyectos.

En general el modelo me permite variar los supuestos arriba mencionados, es decir, puedo cambiar los valores supuestos y acomodarlos a requerimientos especiales o condiciones particulares de un determinado proyecto.

❖ **Inversiones**

El cálculo de los montos de inversión requeridos para la implementación de los proyectos fue determinado en el módulo de información

❖ **Financiamiento**

Para el financiamiento se supondrá un 60% de la inversión requerida total.

Además se supondrá que el financiamiento provendrá de dos fuentes cada una con una determinada tasa de interés.

Para nuestro caso se supondrán las tasas de interés que se muestran en la tabla mostrada abajo para cada uno de los financiamientos. Como dijimos estos valores pueden ser variados dentro del modelo para simular determinadas condiciones.

Tabla N° 73 – Financiamiento de la inversión

| | | | |
|---------------------------|------|--------------------------|-------|
| FINANCIAMIENTO "A" | 10% | INTERES NOMINAL | 9.0% |
| FINANCIAMIENTO "B" | 50% | INTERES NOMINAL | 8.6% |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | 12% |
| | 100% | TASA PONDERADA | 10.0% |

La tasa ponderada es el interés al cual me prestarán el dinero.

❖ **Cronograma de Inversiones**

Para el cronograma de inversiones requerimos asumir algunos datos tales como:

- ❖ **Periodo de Implementación del Proyecto**
- ❖ **Imprevistos**
- ❖ **Intereses Preoperativos**

Supondremos un periodo de implementación de los proyectos de dos años, considerando 5% por concepto de imprevistos y el pago de los intereses preoperativos a una tasa de interés igual a la tasa ponderada obtenida en la etapa de financiamiento, para nuestro caso 10%.

Estos dos primeros años de implementación del proyecto se considerarán periodos de gracia, es decir, solo se pagarán los intereses del capital prestado.

Los desembolsos también pueden ser fijados dentro del modelo, así para nuestro caso supondremos que en cada año de implementación se desembolsará el 50% del monto financiado.

Los cuadros con los cronogramas de inversiones para cada proyecto podrán ser vistos en el Anexo nº 14.

❖ **Horizonte de Evaluación**

El horizonte de evaluación considerado para todos los proyectos será de veinte años.

❖ Servicio a la Deuda

El modelo esta realizado de tal manera que el servicio a la deuda ser realizara en la modalidad de anualidades constantes a lo largo del horizonte de evaluación, este es el método más común utilizado en este tipo de proyectos. El modelo entonces no contempla otro método de servicio a la deuda.

❖ Depreciación

El tipo de depreciación que el modelo contempla es el de la depreciación lineal únicamente. Se ingresará el número de años en los cuales se desee depreciar los activos y/o el porcentaje constante por año que se desee depreciar. El modelo predeterminadamente deprecia los activos en veinte años. Denominados activos a las inversiones en ductos y estaciones de compresión aún cuando estas es conocido que envuelven mano de obra derechos de vía, que no se deprecian sin embargo la participación de estas es pequeña y puede considerar al total como activos.

❖ Impuestos

El pago de impuestos será del 30% de las utilidades que genera un determinado proyecto. Todos los cálculos de los índices de viabilidad de un proyecto serán calculados con las utilidades después de los impuestos.

4.2.2.2. Flujo Económico Financiero

El flujo económico financieros se realizará con ayuda de todos los datos hasta ahora obtenidos, tales como, proyección de la demanda, inversiones y gastos, condiciones de financiamiento y servicio de la deuda, tasa de interés y de descuento, etc., todos estos datos y resultados se mostrarán en una hoja de cálculo (MS Excel), que me permitirá determinar un costo de transporte mínimo requerido para que un determinado proyecto sea económica y financieramente viable, teniendo al VAN como índice de viabilidad decisorio de los proyectos.

Los flujos económicos financieros se muestran en los Anexos nº 15.

A continuación se mostrará una tabla que resume todos los supuestos utilizados para la evaluación de los proyectos.

Tabla Nº 74 – Supuestos para los proyectos evaluados

| SUPUESTO | VALORES |
|--|---------------------|
| Tasa de Interés (%) | 10 |
| Tasa de Descuento (%) | 12 |
| Horizonte de Evaluación (Años) | 20 |
| Periodo de Implementación Proyecto (Años) | 2 |
| Margen de Deuda (%) | 60 |
| Servicio a la Deuda | Anualidad Constante |
| Tiempo Depreciación (Años) | 20 |
| Impuesto (%) | 30 |
| VAN (MMUS\$) | 0 |

Tener presente que estos valores podrán ser variados dentro del modelo para simular condiciones que un determinado proyecto requiera.

Tabla N° 75 - Resultado de los costos de transporte de los proyectos evaluados

| GASODUCTO | INVERSIÓN TOTAL (MMUS\$) | COSTO DE TRANSPORTE (US\$/MPC) |
|------------------------|-------------------------------------|---|
| Camisea – Cusco | 81.00 | 2.9350 |
| Lima – La Oroya | 54.15 | 0.4535 |
| Lima – Chimbote | 150.75 | 1.6058 |
| Lima – Marcona | 37.22 | 0.8862 |

Estos costos de transporte mostrados han sido determinados en base a condiciones particulares para todos los proyectos. Estos costos tendrán que ser sumados a los precios de adquisición determinados en el módulo de información para determinar los precios finales del gas.

4.2.3. Módulo de Resultados

En este módulo se desarrollará el análisis de los resultados obtenidos hasta este momento además de la determinación de los precios finales del gas en los centros de consumo evaluados.

Tabla Nº 76 – Precio de entrega al consumidor final

| GASODUCTO | CAUDAL (MMPCD) | | PRECIO ADQUISICION (US\$/MPC) ³ | COSTO TRANSPORTE (US\$/MPC) | PRECIO ENTREGA FINAL (US\$/MPC) |
|------------------------|------------------|------------------|--|-----------------------------|---------------------------------|
| | MIN ¹ | MAX ² | | | |
| Camisea – Cusco | 1.2 | 70.0 | 1.20 | 2.9350 | 4.135 |
| Lima – La Oroya | 41.01 | 150.0 | 2.05 | 0.4535 | 2.504 |
| Lima – Chimbote | 13.0 | 100.0 | 2.22 | 1.6058 | 3.826 |
| Lima – Marcona | 15.0 | 80.0 | 2.22 | 0.8862 | 3.106 |

¹ Este valor representa el caudal inicial de transporte para el primer año de operación del ducto.

² Este valor representa el volumen técnicamente transportable con la infraestructura actual.

³ Este Valor fue obtenido del modelamiento del Proyecto Camisea en el módulo de información e incluía el precio de boca de pozo más el transporte por la red principal del Proyecto Camisea se utilizó un costo boca de pozo de 1.2 US\$/MPC.

Los datos arriba presentados son resultados obtenidos para unas condiciones determinadas de los proyectos, sin embargo, como una forma de reducir los riesgos envueltos por la decisión de inversión es que se debe conocer además como es que los costos de transporte (que es el foco del estudio) son afectados por la variación de algunos de los parámetros que lo definen, es decir, como es que estos costos varían al variar por ejemplo el volumen transportado, la tasa de interés, el porcentaje de la deuda, etc. Esto

permitirá tener un mayor conocimiento acerca del proyecto y obtener mayor información para reducir en cierta forma los riesgos de inversión. Entonces se realizará un análisis de sensibilidad del costo de transporte respecto a la variación de los otros parámetros

En este mismo análisis se determinará el costo de transporte versus la distancia recorrida en el gasoducto para poder asignar precios a lo largo del gasoducto y así tener precios de adquisición para posibles proyectos que puedan iniciarse desde algunos de los gasoductos que estamos evaluando. Las tablas y los gráficos de sensibilidad de los proyectos se encuentran en los Anexos nº 16.

CAPITULO V

PERSPECTIVA DE DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE GASODUCTOS EN EL PERÚ

5.1. Análisis FODA de los Proyectos de Gasoductos en el Perú

A continuación se desarrollará un análisis de ciertas características que tienen los proyectos de gasoducto dentro de nuestro país. Este análisis FODA nos permitirá identificar las ventajas y riesgos con los que cuentan los proyectos de gasoductos en el Perú.

5.1.1 FORTALEZAS

Estos son los aspectos sobre los cuales se apoyan los proyectos de gasoductos en el Perú y representan las mejores características fomentadoras de estos proyectos.

- ❖ **Combustible de Bajo Costo:** El bajo costo de este nuevo energético comparativamente con los precios de los otros combustibles corrientemente utilizados dentro de las regiones permitirá la penetración del gas a nuestra matriz energética fomentando los proyectos de gasoductos hacia las regiones.

- ❖ **Procesos Eficientes y Limpios:** La utilización del gas natural presenta mejores eficiencias en los procesos además de procesos más limpios, esto repercutirá en el fomento de la utilización del gas debido a los requerimientos medioambientales de los proyectos y la mejor utilización de los recursos fomentando así los proyectos de gasoductos.

- ❖ **Seguridad del Abastecimiento:** Debido al tamaño de las reservas, características del gas y su transporte vía gasoducto es muy difícil que existan periodos de racionamiento o escasez del gas.

- ❖ **Impacto en el PBI y Empleo:** Debido a que la mayor utilización del gas en el Perú generará mayor demanda de empleo y mayores requerimientos de producción de gas que se traduce en mayores regalías para el estado además de las grandes inversiones requeridas para los posibles proyectos de gasoductos.

5.1.2. OPORTUNIDADES

Estos son los aspectos que deben aprovechar los proyectos de gasoductos para permitir su desarrollo dentro del Perú. Las oportunidades para el desarrollo de los proyectos de gasoductos en el Perú se ven motivadas y/o fomentadas por la utilización misma de este nuevo energético.

Además, los actuales convenios entre el Perú y países extranjeros para el comercio de diversos productos requieren que la industria peruana se torne más competitiva y en ese sentido la utilización del gas traerá menores costos de producción, aún la calidad de los productos tendrá que ser cuidada.

- ❖ **Grandes Industrias Consumidoras:** El gas fomentará el ingreso de nuevas industrias altamente consumidoras de gas tales como la industria petroquímica y las centrales de generación eléctrica que requerirán grandes volúmenes de gas que serán transportados vía gasoductos.

- ❖ **Descentralización Eficaz – Eficiente:** El proceso de regionalización iniciado por este gobierno plantea grandes oportunidades de desarrollo para las regiones. Siendo la utilización de este energético una de las mejores opciones para desarrollo sustentable de las regiones y así lograr una descentralización eficiente y eficaz esperada conformado polos de desarrollo en todo el Perú.

- ❖ **Integración Regional Cono Sur:** La ansiada integración de las regiones del cono sur y todo lo que ello representa muestra buenos horizontes para el desarrollo de los proyectos de gasoductos dentro y fuera del Perú. La unión no solo de lasos históricos sino de redes energéticas, nos permitirá unir sinergias entre todos los países para buscar nuestro desarrollo.

- ❖ **Intervención del Estado:** La intervención del Estado como fomentador de la utilización del gas permitirá que las nuevas regiones creadas desarrollen políticas de fomento para la utilización del gas dentro de ellas y se hagan viables los proyectos de gasoductos hacia ellas.

- ❖ **Desarrollo de los Proyectos:** Algunos de los proyectos dentro de la región podrán ser promovidos por mecanismos de pagos como las utilizadas para el Proyecto Camisea o financiadas por las nuevas regiones en base a sus cánones o parte de su presupuestos, sin embargo esta última alternativa no es la ideal ya que las regiones como gobiernos deberán asumir y responder a necesidades más importantes y urgentes como la salud y educación.

5.1.3. DEBILIDADES

Los aspectos que pueden frenar en cierta medida el desarrollo de los proyectos de gasoductos en el Perú son los siguientes:

- ❖ **Falta de Cultura del Gas:** La falta de cultura de utilización del gas debido a nuestro naciente mercado e industria del gas es uno de los aspectos que frenan el inicio y crecimiento sostenido de la utilización del gas, sin embargo esta debilidad se hará nula a medida que el tiempo transcurra y el gas se comience a utilizar en forma masiva.
- ❖ **Monopolios Naturales:** Debido a las dos características en su estructura de costos que poseen los proyectos de gasoductos que son las economías de escala y los costos hundidos que requirieren grandes volúmenes de gas a transportar y de inversiones específicas e intensivas en capital, crean barreras de entrada para los posibles competidores dentro del negocio de transporte y así la inversión en los gasoductos, sin embargo estos con la regulación tienden a producir eficientemente.
- ❖ **Costos de Transporte:** La tarifa final del gas natural, como hemos visto en el informe, esta confirmada por el precio de adquisición y el costo de transporte, es así que el precio final del gas natural no es tan variable como el petróleo ya que en la formación del precio existe una parte fija que corresponde al costo de transporte. Entonces como

vimos anteriormente, dependiendo de la localización de los centros de consumo respecto a las fuentes hará que estos costos aumenten haciendo que la brecha entre el precio final del gas y el precio de los combustibles competidores se reduzca haciendo menos factibles los proyectos de gas. Así, los costos de transporte en algunos casos resulta ser más caro que el producto mismo.

- ❖ **Construcción de Gasoductos:** La construcción de gasoductos al no estar estandarizados para todos los proyectos de gasoductos no ha podido uniformizar costos además de toda la logística y técnicas empleadas no existen muchos constructores especializados de gasoductos en el mundo, esto incrementa aún más el hecho que estos proyectos son intensos en inversión de capital.

- ❖ **Falta de Inversiones en Regiones:** Debido a que el Perú se encuentra centralizado y a esto los altos costos de transporte de los productos hacia la capital han hecho que las inversiones en industrias de producción consideren los costos de transporte y elijan por tener plantas mas cercanas a la capital no favoreciendo el desarrollo de polos de desarrollo en las regiones y la no necesidad de transportar grandes cantidades de energía hacia ellas.

5.1.4. AMENAZAS

Existen aspectos que hacen peligrar el desarrollo de los proyectos de gasoductos en el Perú estos son:

- ❖ **Regulaciones:** Las regulaciones de las actividades de la industria del gas tienen que estar acordes con las actuales condiciones en las que se encuentra el actual mercado peruano, el carácter técnico y la acción de los órganos reguladores estará orientada a no ingresar distorsiones al mercado. En la etapa de transporte específicamente, la fijación de las tarifas tiene que permitir que los inversionistas recuperen su dinero con un margen aceptable de ganancia.

- ❖ **Ley de Regiones:** Las leyes de las regiones hasta la fecha no han sido dadas de manera clara y completa, puntos como la delegación de los poderes y competencias y los alcances de estos para el funcionamiento eficiente de las regiones no han sido esclarecidos. Una vez dado esto las regiones podrán ubicarse mejor en los lugares que les toca participar dentro del gobierno nacional y poder enfocar sus planes.

- ❖ **Reglas Claras:** Las altas inversiones de los proyectos de gasoductos envuelven grandes riesgos, es por esto que se le debe asegurar a los inversionistas que las reglas permanecerán claras en el tiempo evitando así incertidumbre a futuro y dando un mejor ambiente para que las inversiones lleguen al Perú.

- ❖ **Respeto al Medio Ambiente:** El respeto al medio ambiente es una de las preocupaciones más grandes de las empresas de proyectos, anualmente se invierte fuertes sumas de dinero en los estudios de impacto ambiental y en los cuidados del medioambiente de los proyectos que realizan. Es así que un determinado proyecto que atente con el medioambiente puede traer el repudio de grupos ecologistas que pueden frenar el proyecto o impedir financiamientos.

- ❖ **Tipos de contratos:** Debido a los riesgos de inversión de estos proyectos es que se suele hacer contratos entre los productores y los consumidores que velen por los intereses de ambos. Así se deben confeccionar contratos a la medida de cada proyecto y a los requerimientos de los centros consumidores para evitar ciertos desacuerdos que pongan en peligro la imagen viable de los proyectos de gasoductos.

- ❖ **Política Tributaria:** Aún no se han fijado las políticas tributarias a las que estaría afecto el gas natural, es necesario que estas sean confeccionadas a las condiciones actuales del sector hidrocarburos permitiendo que el precio del gas sea competitivo respecto a los otros combustibles, este es un factor decisivo para la penetración del gas en nuestra matriz energética y así lograr los beneficios que todos los peruanos esperamos.

CONCLUSIONES

1. Los proyectos de gasoductos se desarrollan de manera lógica de manera que necesitan tener por un extremo los yacimientos productores y en el otro extremo centros de consumo con un determinado factor de carga que permita que el inversionista recupere su inversión aguas arriba. Además estos dos extremos están unidos físicamente por ductos altamente intensivos en capital.
2. Debido que el transporte del gas natural envuelve cuantiosas y específicas inversiones, los riesgos envueltos en estos proyectos son altos, es por esto que son proyectos de largo plazo y los contratos de abastecimiento son también de largo plazo en muchos casos de tipo "Take or Pay".
3. El transporte de gas natural vía gasoducto presenta en su estructura de costos dos características que lo definen, estas son: Las Economías de Escala y Los Costos Hundidos. Es por esto que el transporte es considerado como un Monopolio Natural y es necesaria la intervención Estatal para la regulación en sus tarifas.
4. La primera ventaja competitiva entre los proyectos gasíferos en general, proviene en primera instancia de una ventaja de localización

del recurso, sin embargo, luego de esta ventaja, la tecnología de transporte es fundamental.

5. El desarrollo del modelo nos ha permitido identificar los aspectos que más impactan en los costos de transporte, suponiendo variar algunos de estos factores como el margen de la deuda, la tasa de interés, las inversiones y gastos, etc. Además se puede hacer lo contrario, es decir, fijar una tarifa para el costo del servicio del transporte para obtener las variables como tasa de interés, margen de deuda, tamaño de la infraestructura, etc.
6. Se ha visto en las curvas de los costo de transporte versus la distancia en el ducto que los proyectos como el del Cusco son proyectos caros o de baja rentabilidad debido a los altos costos de la infraestructura y los bajos caudales a transportar. Por otro lado vemos que el Proyecto Camisea es un proyecto de costos muchos más bajos, esto fundamentalmente a la grandes cantidades de volumen a transportar. Además vemos que el Proyecto hacia Marcona es una infraestructura cara debido a los bajos volúmenes de transporte pero que resulta con precios finales atractivos debido a la corta longitud del trayecto.
7. Se ha podido comprobar que el costo del transporte se incrementa con la distancia, el diámetro, la tasa de interés y los impuestos

mientras que decrece con el volumen de gas, la tasa de descuento y el margen de deuda.

8. De los resultados podemos ver que los costos de transporte para el proyecto de Camisea son casi el doble del precio de adquisición mientras que para el proyecto Chimbote el costo de transporte es del 40% aproximadamente. Esto hace que el precio final del gas en general no sea tan volátil como la del petróleo debido a que hay este precio final tiene que pagar un cargo fijo por el transporte que en muchos casos es igual o mayor al precio de adquisición.
9. El mejor indicador de rentabilidad de un proyecto como vimos es el precio final del gas en los centros consumidores. La brecha generada entre el precio final del gas y los precios de los otros combustibles corrientemente utilizados, permitirá la penetración del gas en la región evaluada. Para los proyectos evaluados vemos que la brecha sería del orden de los 2.0 US\$/MPC en el mejor de los casos y del 0.7 US\$/MPC en los proyectos menos atractivos aproximadamente.
10. El otro indicador de viabilidad de un proyecto de gasoductos es el volumen de gas a transportar, el cual tiene que ser el suficiente que permita al inversionista recuperar sus inversiones.

11. La estimación de los costos del gas en las regiones en base al análisis de los proyectos de gasoductos en el Perú es una herramienta decisiva en los planeamientos energéticos, permitiendo evaluar las ventajas, oportunidades y barreras que la penetración del gas en nuestra matriz energética tendrá.

RECOMENDACIONES

1. Uno de los problemas de la industria del gas es la incertidumbre de su costo más que su escasez ya que se tienen reservas para los próximos 60 años. El agotamiento de las reservas más económicas y las distancias cada vez más largas que tendrán que recorrer los suministros en muchos casos impulsará el aumento de los costos de entrega, por lo que será necesario una nueva “revolución tecnológica” en perforación e ingeniería de transporte por gasoductos y GNL. En ese sentido se debe tratar de mejorar los procesos de construcción y gestión de los proyectos de gasoductos tratando de estandarizar la construcción de estas infraestructuras.
2. La explotación de las reservas de Camisea es necesaria realizarla en base al abastecimiento de la demanda nacional y la exportación, para poder apreciar más rápidamente los beneficios que el Estado espera. Sin embargo la demanda nacional no solo debe ser Lima, debe ser la mayor cantidad de regiones del país posibles de convertirse en consumidores y focos de desarrollo, además debe ser creciente y sustentable, para esto es necesario que el Estado fomente el desarrollo de una red de gasoductos para el abastecimiento de las regiones.

3. Respecto al gasoducto de Chimbote, este proyecto podría utilizar un mecanismo de pago parecido al utilizado por el Proyecto Camisea, es decir, pagos adelantados de la infraestructura para disminuir en cierta medida el cargo de la tarifa al inicio de la operación del gasoducto y permitir mejores precios finales que los obtenidos en base a este informe.
4. Se ha visto que existen proyectos de gasoductos como el del Cusco que pueden financiar solo, en base al canon que recibirá, la infraestructura de transporte de gas, sin embargo, la nuevas regiones no deben ocuparse en cuestiones en las que los inversionistas pueden hacerlo pero si quizás algunos proyectos necesitarán el aporte propio, pero en menor participación, de las regiones.
5. Para la determinación más exacta de la viabilidad de los proyectos de gasoductos en el Perú es necesaria la identificación de los centros de consumo, cantidades demandadas y propuestas de crecimiento para poder disminuir en cierto grado el riesgo de inversión.
6. Debido a que el futuro es incierto y no se puede predecir de manera exacta las cantidades demandadas en el futuro es necesario que por lo menos los aspectos no comerciales les sean asegurados a los inversionistas para que estos inviertan. Esto quiere deben existir

reglas claras respecto a los convenios firmados con el Estado, estos deben ser invariables en el periodo acordado.

7. Actualmente se han firmado algunos contratos para la exportación de nuestro gas hacia las costas mexicanas, en ese sentido hemos le hemos sacado ventaja al gas boliviano. Sin embargo estos proyectos de gasoductos tienen que ser sostenibles en el tiempo y para eso necesitamos primeramente fomentar el crecimiento y nacimiento de mercados de gas internos y la construcción de gasoductos para hacer más competitivo el precio final del gas y no perder oportunidades de exportación y lo segundo es promover las actividades de exploración para encontrar más yacimientos de gas que nos permitan tener aún más mercados, los dos puntos anteriores son temas en los que todos los involucrados tenemos que apoyar desde el ama de casa y profesionales pasando por las universidades e institutos hasta el Estado y la inversión privada.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

/1/ Nassir & Reinaldo Sapag Chain, "Preparación y Evaluación de Proyectos", Editorial McGraw-Hill, tercera edición marzo 1998.

/2/ Nicolás Ossa, "La Evaluación de Proyectos Bajo Riesgo", Revista universidad EAFIT, Julio.Agosto.Setiembre. 2000.

/3/ J. Fred Weston y Eugene F. Briham, "El Costo del Capital", Décima edición, McGraw – Hill, Mexico 1994.

/4/ APERC, "Natural Gas Pipeline Development", in Northeast Asia, April 2000.

/5/ CEPAL, "Estudios de Suministro de G.N. desde Venezuela y Colombia a Costa Rica", Santiago Chile, Junio 2002.

/6/ Mario A. Wieggers, "Integración Energética del Cono Sur", BID – Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe. Argentina 1996.

/7/ Leonard Coad, Matthew Foss, "A comparison of Natural Gas Pipeline Options for the North", Canadian Energy Research Institute, Calgary October 2000.

/8/ Ing. Luis Espinoza Q., “Camisea: Impacto en el Sector Energético”, Lima-Perú, Noviembre 2000.

/9/ Humberto Campodónico, “La Industria del Gas Natural y las Modalidades de Regulación en América Latina”, CEPAL- División Medio Ambiente y Desarrollo, Santiago de Chile, 1998.

/10/ Banco Wiese, “Gas de Camisea; Retos y Oportunidades de un Proyecto País”, Reporte especial, Lima, Noviembre 2002.

/11/ MINEM - DGH, “Plan Referencial de Hidrocarburos 2003 – 2012”, Lima, Noviembre 2002.

/12/ Miguel Ángel Lasheras, “La Regulación Económica de los Servicios Públicos”, Editorial Ariel S.A., 1999.

/13/ Andrés Pereyra, “Monopolio Natural y Regulación Económica”, Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas – Universidad de la Republica, Noviembre 2002.

/14/ Ole Gunnar Austvik, “Economics of Natural Gas Transportation”, Research Report N° 53, Noruega 2000.

/15/ Jimin Zhao, "Diffusion, Costs and learning in the Development of International Gas Transmission Lines", International Institute for Applied Systems Analysis, Diciembre 2000.

/16/ IEA, "Natural Gas Pricing in Competitive Markets", 1998.

/17/ MEM- DGE, "Balance de Energía Útil", Lima-Perú, 1998.

/18/ PETROPERÚ, "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea", Lima-Perú, Agosto 1990.

/19/ Taboada, Guillén, Cabezas, "Evaluación del Gasoducto Lima - Chimbote", Maestría Gas Natural, UNI-FIM, Agosto 2003.

/20/ Paliza, Mendoza, Vargas, "Gasoducto Camisea – Cusco", Maestría Gas Natural, UNI-FIM, Agosto 2003.

/21/ ASME B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping System", 1999 Edition.

ANEXOS

ANEXO N ° 1 – LISTADO DE TABLAS

| | |
|-------------|--|
| Tabla N° 1 | Fuentes de información secundaria |
| Tabla N° 2 | Orden de mérito de los departamentos respecto al consumo energía |
| Tabla N° 3 | Participación de los yacimientos |
| Tabla N° 4 | Reservas probadas, probables y posibles en el Perú |
| Tabla N° 5 | Producción fiscalizada de gas natural mensual (MMPC – Mes) |
| Tabla N° 6 | Producción fiscalizada promedio (MMPCD) |
| Tabla N° 7 | Relación Reservas – Producción |
| Tabla N° 8 | Consumos anuales de gas en el Perú |
| Tabla N° 9 | Precios en Boca de Pozo Proyecto Camisea |
| Tabla N° 10 | Costo del servicio de transporte Proyecto Camisea |
| Tabla N° 11 | Costo del servicio de distribución Proyecto Camisea |
| Tabla N° 12 | Costos finales estimados Proyecto Camisea |
| Tabla N° 13 | Ponderadores “m” |
| Tabla N° 14 | Ponderadores “n” |
| Tabla N° 15 | Ponderadores “l” |
| Tabla N° 16 | Ponderadores “k” |
| Tabla N° 17 | Ponderadores “r” |
| Tabla N° 18 | Ponderadores “p” |
| Tabla N° 19 | Ponderadores “c” |
| Tabla N° 20 | Energéticos de Sustitución |
| Tabla N° 21 | Proyección de la demanda sin empresas con gran consumo |
| Tabla N° 22 | Consumos típicos |
| Tabla N° 23 | Proyección de la demanda con empresas con gran consumo |
| Tabla N° 24 | Información básica – Datos de dimensionamiento |
| Tabla N° 25 | Datos de entrada |
| Tabla N° 26 | Resumen de resultados |
| Tabla N° 27 | Costo de gasoducto |
| Tabla N° 28 | Costo de las estaciones de compresión |
| Tabla N° 29 | Gastos de gas combustible |
| Tabla N° 30 | Costo de mantenimiento de la infraestructura de transporte |
| Tabla N° 31 | Gastos de operación y administración |
| Tabla N° 32 | Matriz resumen para el balance energético de la región |
| Tabla N° 33 | Consumo histórico de energía – Sector industria |
| Tabla N° 34 | Cuestionario básico para la determinación de la demanda |
| Tabla N° 35 | Información básica – Datos de dimensionamiento |
| Tabla N° 36 | Resumen de resultados |
| Tabla N° 37 | Balance general del proyecto |

| | |
|-------------|---|
| Tabla N° 38 | Financiamiento del proyecto |
| Tabla N° 39 | Servicio de la deuda |
| Tabla N° 40 | Desembolso de capital de inversión |
| Tabla N° 41 | Flujo económico financiero del proyecto |
| Tabla N° 42 | Precio de entrega al consumidor final |
| Tabla N° 43 | Participación de las inversiones y gastos |
| Tabla N° 44 | Participaciones en el costo de transporte |
| Tabla N° 45 | Sensibilidad del costo de transporte |
| Tabla N° 46 | Fuentes de información utilizadas |
| Tabla N° 48 | Costo del Servicio de transporte Proyecto Camisea |
| Tabla N° 49 | Propiedades del gas Proyecto Camisea |
| Tabla N° 50 | Datos básicos de diseño Proyecto Camisea |
| Tabla N° 51 | Monto de Inversión aproximados Proyecto Camisea |
| Tabla N° 52 | Resumen de las características del Proyecto Camisea |
| Tabla N° 53 | Financiamiento de la inversión supuesto Proyecto Camisea |
| Tabla N° 54 | Cronograma de inversiones Proyecto Camisea |
| Tabla N° 55 | Resumen de supuestos para el modelamiento Proyecto Camisea |
| Tabla N° 56 | Costo de transporte versus distancia Proyecto Camisea |
| Tabla N° 57 | Precio de adquisición de los proyectos evaluados |
| Tabla N° 58 | Consumo de energías netas – Cusco |
| Tabla N° 59 | Potenciales consumos en el Cusco |
| Tabla N° 60 | Proyección de la demanda del Cusco |
| Tabla N° 61 | Consumo de energías netas – Junín |
| Tabla N° 62 | Proyección de la demanda en La Oroya |
| Tabla N° 63 | Consumo de energías netas – Ancash |
| Tabla N° 64 | Potenciales nuevos consumos en horizonte de evaluación Ancash |
| Tabla N° 65 | Proyección de la demanda en el Cusco |
| Tabla N° 66 | Consumo de energías netas – Ica |
| Tabla N° 67 | Proyección de la demanda en Marcona |
| Tabla N° 68 | Resumen de los trayectos |
| Tabla N° 69 | Resumen de las especificaciones de los Sistemas de Transporte |
| Tabla N° 70 | Montos de inversión y gastos de operación |
| Tabla N° 71 | Resumen de los montos de inversión de los proyectos evaluados |
| Tabla N° 72 | Resumen de los gastos de operación de los proyectos evaluados |
| Tabla N° 73 | Financiamiento de la inversión |
| Tabla N° 74 | Supuestos para los proyectos evaluados |
| Tabla N° 75 | Resultados de los costos de transporte de los proyectos evaluados |
| Tabla N° 76 | Precio de entrega al consumidor final |

ANEXO N° 2 – LISTADO DE GRÁFICOS

| | |
|---------------|--|
| Gráfico N° 1 | Curva de monopolio natural |
| Gráfico N° 2 | Costo de Transporte respecto al modo de transporte |
| Gráfico N° 3 | Comportamiento de los costos medios respecto al tiempo |
| Gráfico N° 4 | Comportamiento de los costos respecto a la capacidad acumulada |
| Gráfico N° 5 | Efecto en los costos por la adición de potencia de compresión |
| Gráfico N° 6 | Curva del monopolio natural fuerte |
| Gráfico N° 7 | Costo variable respecto a la distancia |
| Gráfico N° 8 | Costo de transporte asociados a la presión de operación |
| Gráfico N° 9 | Curva de inelasticidad relativa del gas |
| Gráfico N° 10 | Costo de transporte respecto a la tasa de interés |
| Gráfico N° 11 | Costo de transporte respecto al margen de deuda |
| Gráfico N° 12 | Esquema general de la estructura del modelo |
| Gráfico N° 13 | Mapa de consumo de energías netas por departamentos |
| Gráfico N° 14 | Tabla de los consumos de energías por departamentos |
| Gráfico N° 15 | Tabla del consumo de energía en el departamento de Ica |
| Gráfico N° 16 | Evolución de las reservas de gas probadas |
| Gráfico N° 17 | Pronóstico de producción de gas natural de campo |
| Gráfico N° 18 | Reservas probadas de gas natural |
| Gráfico N° 19 | Mapa de proyectos de infraestructura de transporte futuros |
| Gráfico N° 20 | Tendencias de la demanda sin empresas con gran consumo |
| Gráfico N° 21 | Tendencias de la demanda con empresas con gran consumo |
| Gráfico N° 22 | Ejemplo de flujo de caja económico financiero |
| Gráfico N° 23 | Costo de transporte versus margen de deuda |
| Gráfico N° 24 | Costo de transporte versus el interés |
| Gráfico N° 25 | Costo de transporte versus volumen transportado |
| Gráfico N° 26 | Zonas productoras de hidrocarburos |
| Gráfico N° 27 | Zonas de consumo de hidrocarburos |
| Gráfico N° 28 | Proyectos potenciales en el Perú según MINEM |
| Gráfico N° 29 | Proyectos potenciales de gasoductos en el Perú |
| Gráfico N° 30 | Proyección de la demanda Proyecto Camisea |
| Gráfico N° 31 | Flujo Económico Financiero Proyecto Camisea |
| Gráfico N° 32 | Costo de transporte respecto a la distancia |

ANEXO Nº 3 – GLOSARIO DE TÉRMINOS

Barril (Barrel - bbl)

Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US, ó 159 litros.

Barril de aceite equivalente (Barrel oil equivalent - boe)

Un término frecuentemente usado para comparar al gas con el aceite y proporcionar una medida común para diferentes calidades de gases. Es el número de barriles de aceite crudo estabilizado, que contienen aproximadamente la misma cantidad de energía que el gas: por ejemplo, 5.8 trillones de pies³ (de gas seco) equivalen aproximadamente a un billón de boe.

Barriles por día (Barrels per day - bpd or b/d)

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

Cabeza de pozo (Wellhead)

Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc. Ver también Arboles de navidad.

Campo de gas (Gasfield)

Un campo o grupo de yacimientos de hidrocarburos que contienen gas natural y cantidades insignificantes de aceite.

Campo de gas / condensado (Gas / condensate field)

Un yacimiento que contiene gas natural y aceite, con una mayor proporción de gas. El condensado aparece cuando el gas es extraído del pozo, y su temperatura y presión cambian lo suficiente para que parte del mismo se convierta en petróleo líquido.

Campo de gas seco (Dry gasfield)

Un yacimiento que producirá gas seco/pobre y cantidades muy pequeñas de condensado; típicamente menos de 10 barriles por millón de pies cúbicos.

COES - SINAC

Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Combustible

Sustancia con facilidad de arder y liberar calor.

Consumo específico

Indicador energético que relaciona el consumo de energía con otra variable que presenta relación directa con su utilización, como: masa, volumen, longitud, área, etc.

Consumo de energía

Cantidad total de energía utilizada para poner en funcionamiento una máquina o desarrollar las actividades de cualquier etapa de la cadena energética, sector económico, departamento, región o país.

Coque

Residuo sólido carbonoso, subproducto de la destilación del petróleo o el carbón mineral. En nuestro medio se produce a partir de la destilación del carbón después de extraerle sus componentes más livianos (gases e hidrocarburos líquidos impregnados en sus poros). El residuo sólido obtenido es llamado coque y se emplea como fuente combustible en hornos comunes y altos hornos para la producción de acero.

Crudo

Petróleo en estado natural y sin procesar.

Dendroenergía

Energía proveniente de la madera. Comprende la leña y el carbón vegetal.

Eficiencia

Es una medida del grado de aprovechamiento de la energía en un artefacto, equipo o máquina. Se define como la relación entre la energía útil y la energía total suministrada, y se expresa en unidades porcentuales.

$$\text{Eficiencia (\%)} = \text{Energía útil} \times 100 / \text{Energía neta}$$

Energético

Término que describe una relación directa con la energía. También se emplea para agrupar sin distinción y de forma general todas las fuentes de energía.

Energía

Es todo aquello capaz de producir un cambio o transformación sobre la materia. Se presenta en forma térmica, eléctrica, cinética, química, potencial, nuclear y radiante. Según las leyes de la termodinámica, toda forma de energía puede transformarse completamente en otras, y todas las formas son susceptibles de convertirse totalmente en calor; pero resulta imposible hacer exactamente el proceso inverso. De esta manera, para realizar algún trabajo debe consumirse una cantidad equivalente o superior de alguna fuente de energía.

Energía comercial

Descripción de toda fuente de energía susceptible a ser fácilmente comprada o vendida.

Energía neta

Cantidad total de energía empleada para consumo.

Energías no renovables

Fuentes de energía basadas en combustibles fósiles de naturaleza agotable, como el carbón mineral, el petróleo, el gas natural y el uranio.

Energía primaria

Fuentes de energía obtenidas de la naturaleza y que pueden ser utilizadas directamente sin tener que pasar por procesos de transformación previos como el carbón, la hidroenergía, la leña, la bosta, la yareta, el bagazo y el uranio.

Energías renovables

Fuentes de energía basadas en recursos naturales fácilmente renovables, tales como la energía hidráulica, geotérmica, eólica, biomasa y solar.

Energía secundaria

Fuentes de energía obtenidas como productos derivados de los centros de transformación. Entre las fuentes de energía secundaria se encuentran las gasolinas, el diesel, el coque, el carbón vegetal y la energía eléctrica.

Energía útil

Fracción de la energía neta que es realmente aprovechada en beneficio del usuario en forma de trabajo útil (mecánico, calorífico, luminoso, etc.).

La energía útil equivale a la diferencia entre el consumo total de energía (energía neta) y sus pérdidas.

EEPSA

Empresa Eléctrica de Piura S.A.

Fuente de energía

Calificativo asignado a todo sistema o porción de materia que almacena energía y es capaz de liberarla fácilmente.

Gas distribuido

Gas natural que circula a través de una red (gaseoducto) para ser distribuido a los usuarios finales.

Gas industrial

Agrupar los gases combustibles remanentes de la destilación del coque y altos hornos.

Gas licuado de petróleo

Mezcla de hidrocarburos compuesta básicamente por propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}) que sometida a moderadas presiones y temperatura de ambiente, alcanza el estado líquido para facilitar su manipuleo y transporte.

Gas natural

Mezcla de hidrocarburos depositados naturalmente en acumulaciones subterráneas (reservorios) con alto contenido de metano (CH_4) que se encuentran en estado gaseoso o en disolución con petróleo.

Gasolinas

Combustibles livianos, derivados del petróleo, apropiados para ser utilizados en vehículos cuyos motores operan con ciclo termodinámico Otto.

Hidrocarburos

Compuestos orgánicos sólidos líquidos o gaseosos formados por carbono e hidrógeno. Término comúnmente asociado al petróleo, gas natural y sus derivados.

Kerosene

Es una mezcla de hidrocarburos liviana, obtenida de la destilación del petróleo. Es una fracción intermedia entre la gasolina y el petróleo diesel. Se utiliza como fuente de energía en los sectores residencial y comercial, para cocción de alimentos, y algunas veces también para iluminación y calefacción.

Líquidos de gas natural

Hidrocarburos líquidos condensados y separados de la corriente gaseosa de gas natural obtenidos por cambios de presión y temperatura durante la producción del gas natural de reservorios o cuando es sometido a procesos de compresión.

Metano

Hidrocarburo gaseoso inflamable incoloro e inodoro producto de la descomposición de materias orgánicas de biomasa, en pantanos, minas o

por carbonización del carbón. Es el principal componente del gas natural y se utiliza como combustible, como reductor de metales y como materia prima para la síntesis de productos petroquímicos. Su fórmula química es CH₄.

Minería extractiva

Comprende las actividades mineras (efectuadas en los yacimientos) relacionadas con la extracción de minerales en bruto

MMBTU

Millón de BTU.

MPCD

Mil pies cúbicos por día

Oferta interna

Cantidad de energía disponible para ser distribuida a los centros de transformación o consumo final.

Oferta total

Cantidad de energía disponible resultante de la suma algebraica de la producción nacional, la importación y la variación de inventarios.

Pérdidas de energía

Fracción de la energía aportada a un equipo, máquina, proceso o sector que es desaprovechada. Esto sucede por limitaciones de orden técnico (termodinámicas, diseño, operación y mantenimiento), y de orden económico cuando su recuperación no resulta rentable.

Petróleo

Hidrocarburos que a condiciones de presión y temperatura de reservorio se encuentran en estado líquido.

Petróleo diesel

Es una fracción destilada intermedia del petróleo con alto contenido de hidrocarburos alifáticos y de alto grado de pureza.

Es un combustible concebido y normalizado para ser empleado en motores de combustión interna con ciclo termodinámico Diesel.

Petróleos industriales

Son combustibles procedentes de las fracciones más pesadas del petróleo. Se caracterizan por poseer elevada viscosidad. A diferencia de los destilados presenta algunas impurezas adicionales y menor estabilidad física y química; pero a la vez mayor contenido energético por volumen. Bajo este concepto, se agrupan los petróleos industriales N° 4, N° 5, N° 6 y N° 500.

ANEXO N° 4 – COSTOS DE PROYECTOS DE GASODUCTOS EN LA REGIÓN SUR DEL CONTINENTE

| GASODUCTOS | | | | | |
|---|---------------------|---------------|--|------------------------------------|---|
| PROYECTO | DIAMETRO (PULGADAS) | LONGITUD (KM) | VOLUMEN TRANSP (10 ⁶ M ³ /DÍA) | COSTO TOTAL (10 ⁶ US\$) | CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES |
| 1.1.- PROYECTO METHANEX SAN SEBASTIAN (ARG)-CABO NEGRO (CHILE) | 12 | 48 | 2 | 25 | Provisión de gas a la planta Methanex, productora de metanol. Gasoducto en construcción. |
| 1.2.- PROYECTO GAS ANDES LA MORA (ARGENTINA)-SANTIAGO (CHILE) | 24 | 467 | 8 a 10 | 284 | Con las obras complementarias, la inversión se eleva a US\$ 1000x10 ⁶ . C.T. Nueva Renca y obras de Metrogas, Chile y ampliación de gasoducto Centro-Oeste en Argentina. |
| 1.3.- GASODUCTO TRASANDINO NEUQUEN (ARGENTINA)-SANTIAGO (CHILE) Y OTRAS CIUDADES | 24/26 | 806 | 8 a 10 | 870 | Con las obras complementarias, la inversión total se eleva a US\$ 1700x10 ⁶ . Ramales: 322 km. |
| 1.4.- PROYECTO GAS SUR NEUQUEN (ARGENTINA)-VIII REGION (CHILE) | 12 | 350 | 0,7 a 2,7 | 160 | Abastecimiento al mercado industrial y residencial del Sur de Chile. Con las obras complementarias la inversión se eleva a US\$ 220-250 x 10 ⁶ . Gasoducto en estudio. |
| 2.1.- N.O. ARGENTINO-SAN PABLO AGUARAGÓE (ARGENTINA)-SAN PABLO (BRASIL) Y OTRAS CIUDADES | 38/42 | 3.100 | 8 a 39 | 2.666 | Provisión de gas al mercado de Argentina, Paraguay y Brasil. |
| 2.2.- PARANA (ARGENTINA)-URUGUAYANA (BRASIL) | S/D | 466 | 2,3 | 130 | Abastecimiento de gas a una central térmica de 300 MW a construir por Brasil. Gasoducto en estudio. |
| 2.3.- AGUARAGÓE (ARGENTINA)-PORTO ALEGRE (BRASIL) | S/D | S/D | 10 | S/D | Abastecimiento a Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones (Argentina) y Sao Borja-Porto Alegre (Brasil). |
| 3.- PARANA (ARG)-FRAY BENTOS (R.O.U) | 18 | 266 | 3 | 80 | Abastecimiento de gas para la C.T. Fray Bentos Uruguay y ciudades de la prov. de Entre Ríos (Argentina) y posible extensión a Montevideo. |
| 4.1.- GASODUCTO SANTA CRUZ-SAN PABLO RIO GRANDE (BOLIVIA)-SAN PABLO (BRASIL) Y OTRAS CIUDADES | 16 a 32 | 1803 | 8 a 30 | 1860 | Se construirá por una sociedad constituida por PETROBRAS e YPF, que podrán hacer participar a otros socios, nacionales e internacionales. Ramales: 1258 km. |
| 4.2.- RIO GRANDE -PTO SUAREZ (BOLIVIA) | 20 | 557 | 7 | 223,5 | Alimentación a la central térmica Pto. Suarez, a construir, que abastecerá áreas de Brasil (Matto Grosso). |
| 5.1.- BOLIVIA/ARGENTINA-TUCOPILLA (CHILE) | S/D | 830/1.030 | 2 a 4,1 | 500 (ARG) 400 (BOL) | Abastecimiento para generación eléctrica y como alternativa producción de GNL para exportar a Japón. |
| 6.- VUELTA GRANDE (BOLIVIA)-ASUNCION (PARAGUAY) | 12/14 | 346 | 0,3 a 3,2 | 95 | Abastecimiento al mercado residencial, industrial, generación eléctrica y transporte (GNC). Ramales: 1075 km. Las inversiones adicionales suman US\$ 75 x 10 ⁶ . |
| CAMISEA (PERU), SANTA CRUZ (BOLIVIA) | 30 | 1.300 | | 700 | Abastecimiento a Brasil. |

Fuente: Integración Energética en el Cono Sur. BID-INTAL. B:A. 1996.

ANEXO N° 4

PROYECTOS DE INTEGRACIÓN REGIONAL/EXPORTACIÓN EN OPERACIÓN (EN US\$ MILLONES)

| | PAISES | INVERSIÓN (MMUS\$) | LONGITUD (Km) |
|-------------------------------|----------|--------------------|---------------|
| Gas Atacama | ARG/CHI | 350 | 914 |
| Gasoducto Norandino | ARG/CHI | 330 | 900 |
| Gas Andes | ARG/CHI | 325 | 450 |
| Gasoducto del Pacífico | ARG/CHI | 350 | 530 |
| Bandurria (Methanex) | ARG/CHI | 70 | 70 |
| Aldea Brasileira - Uruguiana | ARG/BRA | 160 | 440 |
| Litoral (Entre Ríos/Paysandú) | ARG/URU | 8 | 20 |
| Cruz del Sur I | ARG/URU | 170 | 215 |
| Santa Cruz/Sao Paulo | BOL/BRA | 2000 | 1350 |
| Trinidad y Tobago | EEUU/ESP | 2265 | - |

Fuente: CEPAL. La Industria del Gas y las Modalidades de Regulación en América Latina.
Humberto Campodónico

ANEXO N° 4

MERCADO DEL GAS EN TURKIA

| PAISES | GASODUCTO | AÑO INICIO | CAPACIDAD (BMC-AÑO) | LONGITUD (MILLAS) | INVERSIÓN (BILLON US\$) | O&M (US\$/1000cm) |
|--------------|---------------|------------|---------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|
| TURKMENISTÁN | TRANS-CASPIAN | 2002 | 31.15 | 1696 | 2 - 3 | 8 |
| IRAN | IRANPIPE | 2010 | 28 | 2400 | 3.9 - 4.1 | 30 |
| TURKMENISTÁN | EKARUM | 2009 | 28.3 | 2172 | 3.8 - 4 | 30 |
| RUSIA | BLUE STREAM | 2002 | 14.16 | 1220 | 4 - 6 | 14.1 |

FUENTE: Russian NMO. NIKONOV - KONONOV - GLOVINA

| GASODUCTOS ZONA NORTE | | | | |
|--------------------------------------|-------------------------------------|-----------------|----------------------|---------------|
| Gasoducto | Inicio de actividades | Diámetro (pulg) | Capacidad (MMm3/día) | Longitud (km) |
| Gasatacama (internacional) | Jul-99 | 20 | 8,5 | 530 |
| | | 20 | 8,5 | 411 |
| Norandino (internacional) | Nov-99 | 20 | 7,1 | 450 |
| | | 20 | 7,1 | 260 |
| | | 12 | 1,6 | 79 |
| | | 16 | 5,5 | 252 |
| | | 16 | 3,9 | 35 |
| | | 16 | 1,6 | 104 |
| Taltal (nacional) | Diciembre de 1999 (en construcción) | 16 | 2,4 | 89 |
| | | 12 3/4 | 1,8 | 135 |
| GASODUCTOS ZONA CENTRO SUR | | | | |
| Gasoducto | Inicio de actividades | Diámetro (pulg) | Capacidad (MMm3/día) | Longitud (km) |
| GasAndes (internacional) | Ago-97 | 24 | 9 | 313 |
| | | 24 | 9 | 150 |
| | | 12 | 9 | 4 |
| Electrogas (nacional) | Feb-98 | 30 | 4,1 | 12 |
| | | 24 | 4,1 | 111 |
| | | 16 | 1,2 | 15 |
| Gas Pacifico (internacional) | Nov-99 | 24 | 9,7 | 276 |
| | | 24 | 9,7 | 76 |
| | | 20 | 9,7 | 168 |
| | | 20 | 6,7 | 17 |
| | | 12 | 2,1 | 28 |
| | | 10 | 1 | 73 |
| Red SGN Transporte (nacional) | Nov-99 (en construcción) | 06-Abr | No aplicable | |
| | | 6 | a la red | 38 |
| | | 10-Abr | | |
| | | 10 | | |
| | Mar-00 (proyectado) | No definido | No definida | 122 |

| GASODUCTOS ZONA MAGALLANES | | | | |
|---|-----------------------|-----------------|----------------------|---------------|
| Gasoducto | Inicio de actividades | Diámetro (pulg) | Capacidad (MMm3/día) | Longitud (km) |
| Sara - Cullen (nacional) | 1961 | 10,75 | 0,7 | 45 |
| DAU N°1 - Posesión (nacional) | 1962 | 12 | 3,8 | 4 |
| DAU N°2 - Posesión (nacional) | 1962 | 12,75 | 5 | 6 |
| Dungeness - DAU N°2 (nacional) | 1964-1970 | 10-Jun | 4 | 42 |
| Posesión -Daniel (nacional) | 1970 | 10 3/4 - 8 5/8 | 1,5 | 18 |
| Tres Lagos - Cullen (nacional) | 1976 | 8,625 | 27,5 | 18 |
| BRC - Cullen (nacional) | 1976 | 8 5/8 - 6 5/8 | 0,3 | 42 |
| Daniel - DAU N°1 (nacional) | 1982 | 8 | 1 | 20 |
| Posesión - Cabo Negro (nacional) | 1987 | 18 | 6,3 | 180 |
| Marazzi - Cullen (nacional) | 1988 | 10 3/4 -5 1/2 | 0,04 | 78 |
| Calafate - Punta Daniel (nacional) | 1992 | 10,75 | 2,8 | 54 |
| Bandurria (internacional) | 1996 | 14 | 2 | 48 |
| | | 14 | 2 | 35 |
| Cullen - Calafate (nacional) | 1996 | 12 3/4 - 6 5/8 | 3,2 | 25 |
| Punta Daniel - Daniel Central (nacional) | 1996-1997 | 12 | 2,8 | 5 |
| Dungeness - DAU N°2(complemento) (internacional) | 1999 | 8 | 2,8 | 13 |
| | | 10 | 2,8 | 20 |
| Condor-Posesión (internacional) | 1999 | 12 | 2 | 8 |
| | | 12 | 2 | 1 |
| Kimiri Aike - Cabo Negro (ampliación Posesión - Cabo Negro) | 1999 | 20 | 2,9 | 180 |
| | | | | |

FUENTE: Gasoductos Argentinos - Dependencia Energética Mercado Chileno – PUC – Chile.

ANEXO N° 4

DATOS DE GASODUCTOS DESARROLLADOS EN EL CONO SUR

Fuente: Revista de la CIER - Año 04, N°33, Septiembre/Octubre 2000

| Item | País Exportador Importador | Ruta Inicio Fin | Nombre | Año de Inicio | Diámetro (pulgadas) | Caudal Inicial Mto m3/d | Caudal Máximo Mto m3/d | Costo de la Obra Mto US\$ | Longitud km | Factores de Costo Relativo | |
|------|----------------------------|--------------------------------------|---------------------|----------------|---------------------|-------------------------|------------------------|---------------------------|-------------|----------------------------|------------------------|
| | | | | | | | | | | Diámetro US\$/Pulg.-m | Capacidad US\$/m3/d.-m |
| 1 | Argentina Chile | Coronel Comelo Mejillones | Atacama | Agosto-1999 | 20 | 2.00 | 9.00 | 750 | 936 | 40.1 | 89.1 |
| | | | | | | | | | | | |
| 2 | Argentina Chile | La Mora Santiago | Gas Andes | Julio-1997 | 24 | 3.50 | 10.00 | 350 | 480 | 31.7 | 76.1 |
| | | | | | | | | | | | |
| 3 | Argentina Chile | Salta Tocopilla-Mejillones | Norandino | Noviembre-1999 | 20 | 1.75 | 8.50 | 400 | 926 | 31.6 | 50.5 |
| | | | | | | | | | | | |
| 4 | Argentina Chile | Loma La Lata Bio Bio | Del Pacifico | Noviembre-1999 | 20 | 1.50 | 7.00 | 317 | 543 | 29.2 | 83.4 |
| | | | | | 24 | 4.50 | | | | | |
| 5 | Argentina Chile | San Sebastian Cabo Negro | Methanox | 1995 | 10 | 2.00 | 2.00 | 50 | 45 | 104.2 | 52.4 |
| | | | | | | | | | | | |
| 6 | Argentina Chile | El Condor Frontera | Posesión | 1995 | 12 | 1.40 | 2.00 | 25 | 2 | 1041.7 | 6250.0 |
| | | | | | | | | | | | |
| 7 | Argentina Uruguay-Brasil | Buenos Aires Montevideo-Porto Alegre | Cruz del Sur | 2000/2001 | 24 | 2.00 | 12.00 | 535 | 900 | 24.2 | 48.2 |
| | | | | | 20 | | | | | | |
| 8 | Argentina Uruguay | Colón Paysandú | Paysandú | 1998 | 10 | 0.50 | 1.00 | 4 | 30 | 13.3 | 133.3 |
| | | | | | | | | | | | |
| 9 | Argentina Uruguay | Concepción | Casablanca | 2000 | 16 | 1.00 | 2.00 | 10 | 10 | 62.5 | 500.0 |
| | | | | | | | | | | | |
| 10 | Argentina Brasil | Uruguayana Porto Alegre | Uruguayana | 2001 | 24 | 2.80 | 12.00 | 255 | 516 | 18.0 | 36.0 |
| | | | | | | | | | | | |
| 11 | Argentina Chile | Cabo Virgenes Punta Dungenes | Methanox Patagonico | 1999 | 8 | 0.70 | 2.00 | 3 | 45 | 7.8 | 31.3 |
| | | | | | | | | | | | |
| 12 | Bolivia Bolivia | Santa Cruz Frontera Bolivia-Brasil | Tramo Boliviano | 2000 | 32 | 5.00 | 30.00 | 435 | 557 | 24.4 | 25.2 |
| | | | | | | | | | | | |
| 13 | Brasil Brasil | Frontera Bolivia-Brasil Porto Alegre | Tramo Brasileño | 2000 | 32 | 5.00 | 30.00 | 1583 | 2512 | 16.7 | 21.8 |
| | | | | | 32 | 5.00 | 30.00 | 2015 | 3056 | 20.5 | 21.9 |
| 14 | Perú | Cusco Lima | Camisea | 2004 | 24 | 4.25 | 12.75 | 625 | 636 | 41.2 | 17.6 |
| | | | | | | | | | | | |

Datos de Camisea Estimados del Concurso

FUENTE: CAMISEA: IMPACTO EN EL SECTOR ENERGÉTICO. Luis Espinoza Q. Noviembre 2000.

ANEXO N° 5 – CONSIDERACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GASODUCTOS Y GNL

| Units | | Common Onshore Pipeline | Japanese Rural Onshore Pipeline [1] | Japanese Metro Onshore Pipeline [2] | Common Offshore Pipeline [3] | High Pressure Offshore Pipeline [4] | Japanese Offshore Pipeline [3] | Lng Liquefaction Plant [7] | Lng Tankers | Lng Regas Terminal |
|----------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|----------------------------|-------------|--------------------|
| Project Life | Years | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 20 | - | 35 |
| Target Real IRR | Percent | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | - | 10.0% |
| Capital Charge | Percent | 10.4% | 10.4% | 10.4% | 10.4% | 10.4% | 10.4% | 11.7% | 10.0% | 10.4% |
| CAPEX | \$/M Inch Kilometer [5] | \$21.3 | \$116.7 | \$150.0 | \$28.8 | \$42.7 | \$33.3 | | | |
| | \$/MM/Station [5] | \$12 | \$24 | \$24 | \$16 | \$24 | \$24 | | | |
| | \$/Horsepower [6] | \$1,250 | \$1,167 | \$1,167 | \$1,688 | \$1,688 | \$1,688 | | | |
| | \$/MM/Riser Platform | | | | | \$60 | | | | |
| | \$/MM/Greenfield Site [5] | | | | | | | \$150 | | |
| | \$/Metric Tonne [6] | | | | | | | \$250 | | |
| | \$/MM/Ship (130) | | | | | | | | \$200 | |
| OPEX as a Percent of CAPEX | \$/Regas Plant (6 MMAT) | | | | | | | | | \$500 |
| | Fixed Percent | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.0% | 3.5% | 3.6% | 2.5% |
| OPEX – Fuel | Variable Percent | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | 0.5% | | | |
| | Percent/100 Miles | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | 0.4% | | | 2.5% |
| | Percent | | | | | | | 0.0% | | |
| OPEX – Port Charges | Boiloff Percent/Day | | | | | | | | 0.17% | |
| | Added Bunkers | | | | | | | | Varies | |
| Indonesia Tax Rate | 000\$/voyage | | | | | | | | \$160 | |
| | Percent | 25% | | | | | | 25% | 0% | 25% |

[1] Costs in areas other than the Kyushu-Tokyo corridor

[2] Costs in the Kyushu-Tokyo corridor

[3] Common offshore lines have access to normally spaced compressor stations, either land-based or on riser platforms

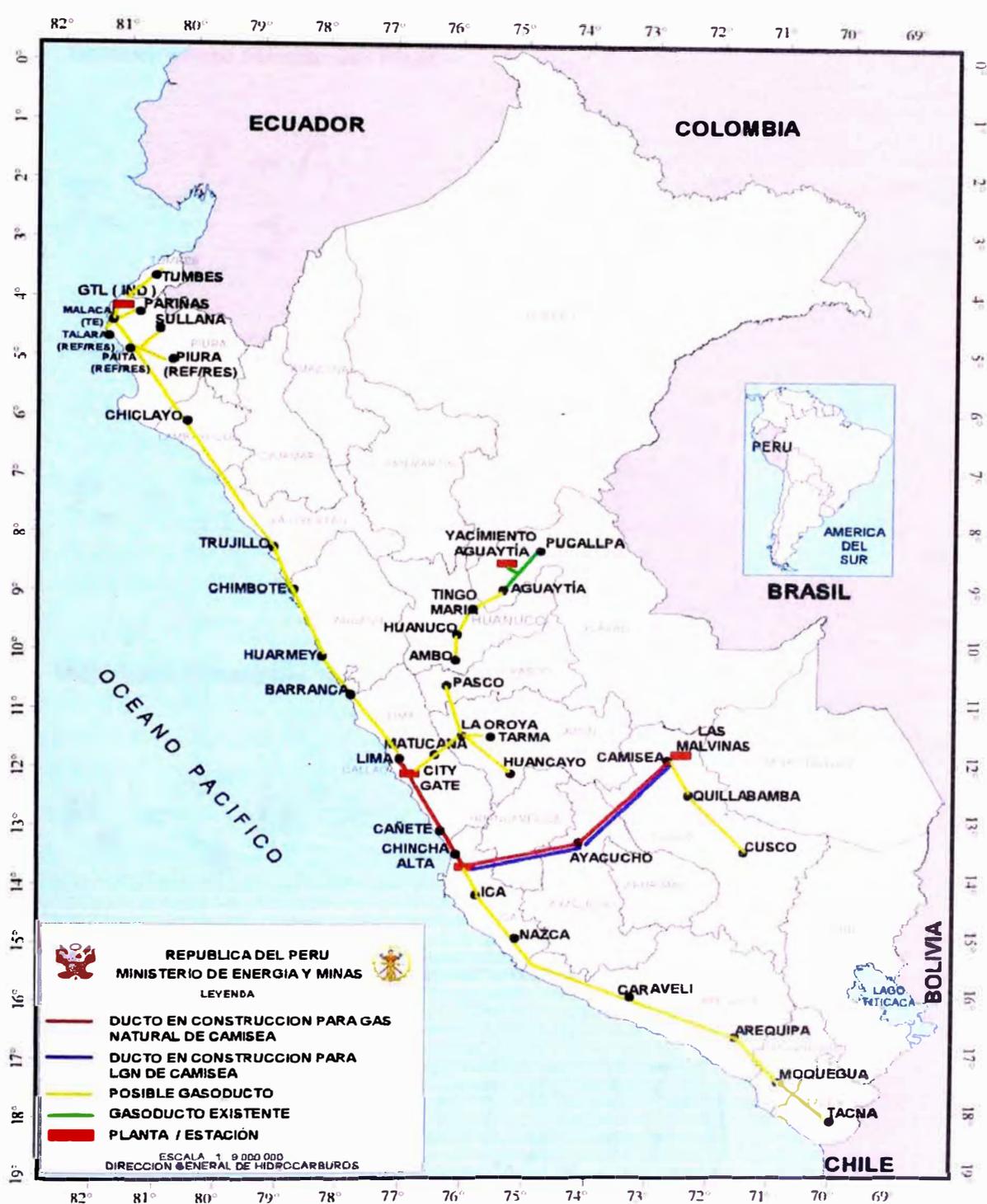
[4] Newer high pressure lines can be utilized where normal compressor station spacing is impractical or uneconomic

[5] Pipeline investment equals the constant times the length and times the diameter of the pipeline in inches

[6] Includes a fixed cost per installation plus a variable cost per unit of capacity

[7] Based on a two-train (6.6 million tonne) greenfield facility

ANEXO Nº 7 – PROYECTOS DE GASODUCTOS FUTUROS EN EL PERÚ



FUENTE: MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. OTERG 2001.

ANEXO N° 8 – FORMULAS PARA DETERMINACIÓN DE CONDICIONES MEDIAS

Temperatura Media del Flujo

$$T_m = \frac{T_i + T_f}{2}$$

Presión Media en un Tramo del Gasoducto

$$P_m = \frac{2}{3} \left(P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right)$$

Volumen Promedio en un Tramo

$$V_m = \frac{\pi}{4} D_i^2 L$$

Gas Empacado en el Sistema de Transporte

$$Emp = \frac{\pi}{4} D_i^2 L \left(\frac{P_m}{P_o} \right) \left(\frac{Z_o}{Z_m} \right) \left(\frac{T_o}{T_m} \right)$$

ANEXO N° 9 – ECUACIONES DE FLUJO

ECUACIÓN AGA: FLUJOS PARCIALMENTE TURBULENTOS

$$Q_b = C \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{SGLT_{avg} Z_{avg}} \right]^{\frac{1}{2}} 4D_f \text{Log} \left[\frac{N_{RE}}{1.4126 \sqrt{\frac{1}{f}}} \right] D^{2.5}$$

ECUACIÓN AGA: FLUJOS TOTALMENTE TURBULENTOS

$$Q_b = C \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{SGLT_{avg} Z_{avg}} \right]^{\frac{1}{2}} 4D_f \text{Log} \left[\frac{3.7D}{K_e} \right] D^{2.5}$$

DONDE:

$$E = \frac{0.0375 P_{avg}^2 SG (E_1 - E_2)}{Z_{avg} T_{avg}}$$

$$C = 38.774$$

| | |
|--------------------|---------------------------------|
| D: | Diámetro del Ducto |
| E ₁ : | Elevación del Nodo Aguas Arriba |
| E ₂ : | Elevación del Nodo Aguas Abajo |
| E: | Corrección de la Elevación |
| L: | Longitud del Tramo |
| SG: | Gravedad Específica |
| P ₁ : | Presión del Nodo Aguas Arriba |
| P ₂ : | Presión Aguas Abajo |
| P _b : | Presión Base |
| T _b : | Temperatura Base |
| P _{avg} : | Presión Media |
| T _{avg} : | Temperatura Media |
| Z _{avg} : | Factor de Compresión Medio |
| N _{RE} : | Número de Reynolds |
| D _f : | Factor de |
| f: | Factor de Fricción |

ECUACIÓN DE PANHANDLE "A" (UNIDADES INGLESAS):

APROPIADO PARA BAJOS NUMEROS DE REYNOLDS

$$Q = 435.87 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} D^{2.6182} e \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{LG^{0.961} T_a Z_a} \right)^{0.5394}$$

ECUACIÓN PANHANDLE "B" (UNIDADES INGLESAS):

APROPIADO PARA NUMEROS DE REYNOLDS ALTOS

$$Q = 737 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} D^{2.53} e \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{LG^{0.961} T_a Z_a} \right)^{0.51}$$

ECUACIÓN DEL "INSTITUTE OF GAS TECHNOLOGY" (UNIDADES INGLESAS):

$$Q = 92.66 \frac{T_b}{P_b} \frac{D}{g^{4/9} \mu^{1/9}} \frac{8}{3} e \left(\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{LT_a Z_a} \right)^{5/9}$$

DONDE:

- D: Diámetro del Ducto
- e: Eficiencia del Ducto
- f: Factor de Fricción de Darcy - Weisbach
- g: Gravedad Específica del Gas
- Hc: Corrección de Elevación
- L: Longitud del Tramo de Ducto
- Pb: Presión Base
- Tb: Temperatura Base
- Ta: Temperatura Media
- Za: Factor de Compresibilidad
- μ : Viscosidad del Gas

ANEXO N° 10 – FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Según: AGA NX-19

Camisea - Cusco

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22G} \quad F_t = \frac{226.29}{99.15 - 211.9G}$$

$$T_c = \frac{T_m F_t}{500} \quad P_c = \frac{P_c F_p + 14.73}{1000}$$

$$M = \frac{0.0330378}{T_c^2} - \frac{0.0221323}{T_c^3} + \frac{0.0161353}{T_c^5}$$

$$N = \left[\frac{\frac{0.265827}{T_c} + \frac{0.0457697}{T_c} - \frac{0.133185}{T_c}}{M} \right]$$

$$E = 1 - 0.00075 P_c^{2.3} \left(2 - e^{-20(1.09 - T_c)} \right) - 1.317 (1.09 - T_c)^4 P_c (1.69 - P_c)$$

$$A = \frac{9N - 2MN^3}{54MP_c^3} - \frac{E}{2MP_c^2} \quad B = \frac{3 - MN^2}{9MP_c^2}$$

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{B}{D} - D} + \frac{N}{3P_c}}{1 + \frac{0.00132}{T_c^{3.25}}} \quad D = \sqrt[3]{\left(A + \sqrt{A^2 + B^3} \right)}$$

$$Z = \frac{1}{F_{pv}^2}$$

| Fp | Ft | Tc | Pc | M | N | B | E | A | D | Fpv | Z |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.991 | 1.060 | 0.793 | 0.023 | 6.434 | 15.865 | 0.999 | 39.511 | 4.849 | 1.060 | 0.889 |

CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Según: AGA NX-19

Lima - La Oroya

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22G} \quad F_t = \frac{226.29}{99.15 - 211.9G}$$

$$T_c = \frac{T_m F_t}{500} \quad P_c = \frac{P_c F_p + 14.73}{1000}$$

$$M = \frac{0.0330378}{T_c^2} - \frac{0.0221323}{T_c^3} + \frac{0.0161353}{T_c^5}$$

$$N = \left[\frac{\frac{0.265827}{T_c} + \frac{0.0457697}{T_c} - \frac{0.133185}{T_c}}{M} \right]$$

$$E = 1 - 0.00075 P_c^{2.3} \left(2 - \varepsilon^{-2011.09 - T_c} \right) - 1.317 (1.09 - T_c)^4 P_c (1.69 - P_c)$$

$$A = \frac{9N - 2MN^3}{54MP_c^3} - \frac{E}{2MP_c^2} \quad B = \frac{3 - MN^2}{9MP_c^2}$$

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{B}{D} - D} + \frac{N}{3P_c}}{1 + \frac{0.00132}{T_c^{3.25}}} \quad D = \sqrt[3]{\left(A + \sqrt{A^2 + B^3} \right)}$$

$$Z = \frac{1}{F_{pv}^2}$$

| Fp | Ft | Tc | Pc | M | N | B | E | A | D | Fpv | Zin |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.991 | 1.060 | 0.793 | 0.023 | 6.434 | 15.865 | 0.999 | 39.511 | 4.849 | 1.060 | 0.889 |

CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Según: AGA NX-19

Lima - Chimbote

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22G} \quad F_t = \frac{226.29}{99.15 - 211.9G}$$

$$T_c = \frac{T_m F_t}{500} \quad P_c = \frac{P_c F_p + 14.73}{1000}$$

$$M = \frac{0.0330378}{T_c^2} - \frac{0.0221323}{T_c^3} + \frac{0.0161353}{T_c^5}$$

$$N = \left[\frac{\frac{0.265827}{T_c} + \frac{0.0457697}{T_c} - \frac{0.133185}{T_c}}{M} \right]$$

$$E = 1 - 0.00075 P_c^{2.3} \left(2 - e^{-20(1.09 - T_c)} \right) - 1.317 (1.09 - T_c)^4 P_c (1.69 - P_c)$$

$$A = \frac{9N - 2MN^3}{54MP_c^3} - \frac{E}{2MP_c^2} \quad B = \frac{3 - MN^2}{9MP_c^2}$$

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{B}{D} - D + \frac{N}{3P_c}}}{1 + \frac{0.00132}{T_c^{3.25}}} \quad D = \sqrt[3]{\left(A + \sqrt{A^2 + B^3} \right)}$$

$$Z = \frac{1}{F_{pv}^2}$$

| Fp | Ft | Tc | Pc | M | N | B | E | A | D | Fpv | Zm |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 0.991 | 1.060 | 0.793 | 0.023 | 6.434 | 15.865 | 0.999 | 39.511 | 4.849 | 1.060 | 0.889 |

CALCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD

Según: AGA NX-19

Nodo Ica - Marcona

$$F_p = \frac{156.47}{160.8 - 7.22G}$$

$$F_t = \frac{226.29}{9915 - 211.9C}$$

$$T_c = \frac{T_m F_t}{500}$$

$$P_c = \frac{P_c F_p + 14.73}{1000}$$

$$M = \frac{0.0330378}{T_c^2} - \frac{0.0221323}{T_c^3} + \frac{0.0161353}{T_c^5}$$

$$N = \frac{\frac{0.265827}{T_c} + \frac{0.0457697}{T_c} - \frac{0.133185}{T_c}}{M}$$

$$E = 1 - 0.00075 P_c^{2.3} (2 - \varepsilon^{-20(1.09 - T_c)}) - 1.317 (1.09 - T_c)^4 P_c (1.69 - P_c)$$

$$A = \frac{9N - 2MN^3}{54MP_c^3} - \frac{E}{2MP_c^2}$$

$$B = \frac{3 - MN^2}{9MP_c^2}$$

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{B}{D} - D} + \frac{N}{3P_c}}{1 + \frac{0.00132}{T_c^{3.25}}}$$

$$D = \sqrt[3]{\left(A + \sqrt{A^2 + B^3}\right)}$$

$$Z = \frac{1}{F_{pv}^2}$$

| F _p | F _t | T _c | P _c | M | N | B | E | A | D | F _{pv} | Z _m |
|----------------|----------------|----------------|----------------|-------|-------|--------|-------|--------|-------|-----------------|----------------|
| 1.000 | 0.991 | 1.060 | 0.793 | 0.023 | 6.434 | 15.865 | 0.999 | 39.511 | 4.849 | 1.060 | 0.889 |

ANEXO Nº 11 – CALCULO DE DIAMETROS

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERÍA

TRAMO CAMISEA - CUSCO

PANHANDLE "A"

$$Q_c = 435.83 \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.0788} D_i^{2.6182} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{G^{0.8539} Z_m T_m L} \right]^{0.5394}$$

$$H_c = \frac{0.0375 G (h_1 - h_2) P_m^2}{Z_m T_m}$$

| PARAMETRO | VALORES | UNIDADES | |
|----------------|----------|----------|-------------------------|
| Q | 2.00E+07 | PCD | Caudal |
| P ₁ | 1000 | PSIA | Pres. Inicio |
| P ₂ | 500 | PSIA | Pres. Final |
| h ₁ | 0 | pies | Altitud Inic. |
| h ₂ | 11482.94 | pies | Altitud Final |
| L | 186.411 | millas | Longitud Tramo |
| T ₀ | 519.75 | °R | Temp. Base |
| P ₀ | 14.7 | PSIA | Pres. Base |
| G | 0.61 | | Grav. Espec. |
| T _m | 535 | °R | Temp. Media |
| P _m | 777.778 | PSIA | Pres. Media |
| Z _m | 0.889 | | Const. Media |
| E | 0.885 | | Eficiencia |
| D | 7.60 | pulg | Diámetro Interno (pulg) |

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERIA**TRAMO LIMA - LA OROYA****PANHANDLE "A"**

$$Q_c = 435.83 \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.0788} D_i^{2.6182} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{G^{0.8539} Z_m T_m L} \right]^{0.5394}$$

$$H_c = \frac{0.0375 G (h_1 - h_2) P_m^2}{Z_m T_m}$$

| PARAMETRO | VALORES | UNIDADES | |
|----------------|----------|----------|-------------------------|
| Q | 1.00E+08 | PCD | Caudal |
| P ₁ | 1000 | PSIA | Pres. Inicio |
| P ₂ | 500 | PSIA | Pres. Final |
| h ₁ | 0 | pies | Altitud Inic. |
| h ₂ | 9842.52 | pies | Altitud Final |
| L | 93.2055 | millas | Longitud Tramo |
| T ₀ | 519.75 | °R | Temp. Base |
| P ₀ | 14.7 | PSIA | Pres. Base |
| G | 0.61 | | Grav. Espec. |
| T _m | 535 | °R | Temp. Media |
| P _m | 777.778 | PSIA | Pres. Media |
| Z _m | 0.889 | | Const. Media |
| E | 0.885 | | Eficiencia |
| D | 12.29 | pulg | Diámetro Interno (pulg) |

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERÍA
TRAMO LIMA - CHIMBOTE

PANHANDLE "A"

$$Q_c = 435.83 \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.0788} D_i^{2.6182} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_C}{G^{0.8539} Z_m T_m L} \right]^{0.5394}$$

$$H_C = \frac{0.0375 G (h_1 - h_2) P_m^2}{Z_m T_m}$$

| PARAMETRO | VALORES | UNIDADES | |
|----------------|----------|----------|-------------------------|
| Q | 6.00E+07 | PCD | Caudal |
| P ₁ | 1000 | PSIA | Pres. Inicio |
| P ₂ | 500 | PSIA | Pres. Final |
| h ₁ | 0 | pies | Altitud Inic. |
| h ₂ | 1640.42 | pies | Altitud Final |
| L | 310.685 | millas | Longitud Tramo |
| T ₀ | 519.75 | °R | Temp. Base |
| P ₀ | 14.7 | PSIA | Pres. Base |
| G | 0.61 | | Grav. Espec. |
| T _m | 535 | °R | Temp. Media |
| P _m | 777.778 | PSIA | Pres. Media |
| Z _m | 0.889 | | Const. Media |
| E | 0.885 | | Eficiencia |
| D | 13.68 | pulg | Diámetro Interno (pulg) |

CALCULO DEL DIAMETRO DE LA TUBERÍA
TRAMO NODO ICA - MARCONA

PANHANDLE "A"

$$Q_c = 435.83 \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.0788} D_i^{2.6182} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - H_c}{G^{0.8539} Z_m T_m L} \right]^{0.5394}$$

$$H_c = \frac{0.0375 G (h_1 - h_2) P_m^2}{Z_m T_m}$$

| PARAMETRO | VALORES | UNIDADES | |
|----------------|----------|----------|-------------------------|
| Q | 4.00E+07 | PCD | Caudal |
| P ₁ | 1000 | PSIA | Pres. Inicio |
| P ₂ | 500 | PSIA | Pres. Final |
| h ₁ | 0 | pies | Altitud Inic. |
| h ₂ | 1640.42 | pies | Altitud Final |
| L | 93.2055 | millas | Longitud Tramo |
| T ₀ | 519.75 | °R | Temp. Base |
| P ₀ | 14.7 | PSIA | Pres. Base |
| G | 0.61 | | Grav. Espec. |
| T _m | 535 | °R | Temp. Media |
| P _m | 777.778 | PSIA | Pres. Media |
| Z _m | 0.889 | | Const. Media |
| E | 0.885 | | Eficiencia |
| D | 9.14 | pulg | Diámetro Interno (pulg) |

ANEXO N° 12 – CÁLCULO DE LA POTENCIA DE COMPRESION

COMPRESIÓN DEL GAS
CAMISEA - CUSCO

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE COMPRESIÓN

$$\frac{HP}{Q} = 3.03 \frac{P_0}{E_f} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

| | | |
|---------------------|----------|--------------------------|
| k | 1.29 | Coeficiente Politrópico |
| Ef | 0.75 | Eficiencia del Compresor |
| T ₁ | 535 | °R |
| Q _{max} | 7.00E+01 | MMPCD |
| P ₀ | 14.7 | PSIA |
| P ₁ | 500 | PSIA |
| P ₂ | 1000 | PSIA |
| Z ₀ | 0.998 | |
| Z ₁ | 0.927 | |
| R | 1544.000 | lb-pie/(lbmol-°R) |
| POTENCIA | 2,983.84 | HP |
| RELACION COMPRESION | 2.00 | |

CARGA ADIABÁTICA

$$H_a = Z_1 R T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$CFM = 694.4 Q \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left(\frac{P_0}{P_1} \right)$$

COMPRESIÓN DEL GAS**LIMA - LA OROYA****CÁLCULO DE LA POTENCIA DE COMPRESIÓN**

$$\frac{HP}{Q} = 3.03 \frac{P_0}{E_f} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

| | | |
|---------------------|----------|--------------------------|
| k | 1.29 | Coeficiente Politrópico |
| E _f | 0.75 | Eficiencia del Compresor |
| T ₁ | 535 | °R |
| Q _{max} | 1.50E+02 | MMPCD |
| P ₀ | 14.7 | PSIA |
| P ₁ | 500 | PSIA |
| P ₂ | 1000 | PSIA |
| Z ₀ | 0.998 | |
| Z ₁ | 0.927 | |
| R | 1544.000 | lb-pie/(lbmol-°R) |
| POTENCIA | 6,393.94 | HP |
| RELACION COMPRESION | 2.00 | |

CARGA ADIABÁTICA

$$H_a = Z_1 R T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$CFM = 694.4 Q \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left(\frac{P_0}{P_1} \right)$$

COMPRESIÓN DEL GAS

LIMA - CHIMBOTE

CÁLCULO DE LA POTENCIA DE COMPRESIÓN

$$\frac{HP}{Q} = 3.03 \frac{P_0}{E_f} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

| | | |
|---------------------|----------|--------------------------|
| k | 1.29 | Coefficiente Politrópico |
| E _f | 0.75 | Eficiencia del Compresor |
| T ₁ | 535 | °R |
| Q _{max} | 1.00E+02 | MMPCD |
| P ₀ | 14.7 | PSIA |
| P ₁ | 500 | PSIA |
| P ₂ | 1000 | PSIA |
| Z ₀ | 0.998 | |
| Z ₁ | 0.927 | |
| R | 1544.000 | lb-pie/(lbmol-°R) |
| POTENCIA | 4,262.63 | HP |
| RELACION COMPRESION | 2.00 | |

CARGA ADIABÁTICA

$$H_a = Z_1 R T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$CFM = 694.4 Q \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left(\frac{P_0}{P_1} \right)$$

COMPRESIÓN DEL GAS**LIMA - MARCONA****CÁLCULO DE LA POTENCIA DE COMPRESIÓN**

$$\frac{HP}{Q} = 3.03 \frac{P_0}{E_f} \left(\frac{k}{k-1} \right) \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

| | | |
|---------------------|----------|--------------------------|
| k | 1.29 | Coeficiente Politrópico |
| Ef | 0.75 | Eficiencia del Compresor |
| T ₁ | 535 | °R |
| Q _{max} | 8.00E+01 | MMPCD |
| P ₀ | 14.7 | PSIA |
| P ₁ | 500 | PSIA |
| P ₂ | 850 | PSIA |
| Z ₀ | 0.998 | |
| Z ₁ | 0.927 | |
| R | 1544.000 | lb-pie/(lbmol-°R) |
| POTENCIA | 2,562.22 | HP |
| RELACION COMPRESION | 1.70 | |

CARGA ADIABÁTICA

$$H_a = Z_1 R T_1 \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

$$CFM = 694.4 Q \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) \left(\frac{T_1}{T_0} \right) \left(\frac{P_0}{P_1} \right)$$

ANEXO Nº 13 – CÁLCULO DEL ESPESOR DEL DUCTO

CÁLCULO DEL ESPESOR DEL DUCTO

FÓRMULA DE BARLOW

$$P = \frac{2St}{D} FET$$

DEACUERDO A LA NORMA ASME B 31.8

| TABLA 841.114A | |
|---------------------------------|------|
| FACTOR DISEÑO BASICO "F" | |
| LOCALIZACIÓN CLASE 1 DIVISIÓN 1 | 0.80 |
| LOCALIZACIÓN CLASE 1 DIVISIÓN 2 | 0.72 |
| LOCALIZACIÓN CLASE 2 | 0.60 |
| LOCALIZACIÓN CLASE 3 | 0.50 |
| LOCALIZACIÓN CLASE 4 | 0.40 |

| TABLA 841.115A | | |
|-------------------------------|---------------------------------|------|
| FACTOR JUNTA LONGITUDINAL "E" | | |
| ASTM A 53 | SIN COSTURA | 1.00 |
| | SOLDADURA RESISTENCIA ELECTRICA | 1.00 |
| | SOLDADURA TOPE EN HORNO | 0.60 |
| ASTM A 106 | SIN COSTURA | 1.00 |
| ASTM A 134 | SOLDADURA FUSION ARCO ELECTRICO | 0.80 |
| ASTM A 135 | SOLDADURA RESISTENCIA ELECTRICA | 1.00 |
| ASTM A 139 | SOLDADURA FUSION ELECTRICA | 0.80 |
| ASTM A 211 | SOLDADURA ESPIRAL | 0.80 |
| ASTM A 333 | SIN COSTURA | 1.00 |
| | SOLDADURA RESISTENCIA ELECTRICA | 1.00 |
| ASTM A 381 | SOLDADURA DOBLE ARCO SUMERGIDO | 1.00 |
| ASTM A 671 | SOLDADURA FUSIÓN ELECTRICA | |
| | CLASES 13,23,33,43,53 | 0.80 |
| | CLASES 12,22,32,42,52 | 1.00 |
| ASTM A 672 | SOLDADURA FUSIÓN ELECTRICA | |
| | CLASES 13,23,33,43,53 | 0.80 |
| | CLASES 12,22,32,42,52 | 1.00 |
| API 5L | SIN COSTURA | 1.00 |
| | SOLDADURA RESISTENCIA ELECTRICA | 1.00 |
| | SOLDADURA ELECTRICA "FLASH" | 1.00 |
| | SOLDADURA ARCO SUMERGIDO | 1.00 |
| | SOLDADURA A TOPE EN HORNO | 0.60 |

| TABLA 841.116A | |
|--|-------|
| FACTOR "T" DE DE-RATING POR t (ACERO)° | |
| <250 °F | 1.000 |
| 300 | 0.967 |
| 350 | 0.933 |
| 400 | 0.900 |
| 450 | 0.867 |

ANEXO N° 14 – DETERMINACIÓN DE ESPECIFICACIONES DEL DUCTO

| CÁLCULO DEL DUCTO | | | |
|--------------------------------------|------------|--------------------------------------|------------|
| CAMISEA - CUSCO | | | |
| ELEGIMOS : | | | |
| ESPECIFICACIÓN | GRADO | TIPO | SMYS, PSI |
| API 5L | X52 | ERW, S, DSA | 52000 |
| P | 1200.00 | PRESION DE DISEÑO (PSI) | |
| D | 12.00 | DIAMETRO NOMINAL (PULG) | |
| S | 52000.00 | TENSION DE FLUNCIA MÍNIMA | |
| F | 0.60 | FACTOR DE DISEÑO | |
| E | 1.00 | FACTOR DE JUNTA SOLDADA LONGITUDINAL | |
| T | 1.00 | FACTOR DE TEMPERATURA | |
| t | 0.23 | ESPESOR NOMINAL (PULG) | |
| LUEGO: | | | |
| DIAM. NOM | DIAM. EXT. | SCHED. 60 | DIAM. INT. |
| 12.00 | 12.75 | 0.56 | 11.63 |
| ANSI B36.10 WELDED AND SEAMLESS PIPE | | | |

ESPECIFICACIONES DEL DUCTO Y LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN

DUCTO

| | | |
|------------------|--------|-------|
| DIAMETRO NOMINAL | 12.75 | pulg. |
| DIAMETRO INTERNO | 11.63 | pulg. |
| ESPECIFICACIÓN | API 5L | |
| CALIDAD ACERO | X52 | |
| ESPESOR | 0.56 | pulg. |
| LONGITUD | 300 | Km |

ESTACION DE COMPRESION

| | | |
|------------------------|----------|-----|
| RELACIÓN DE COMPRESIÓN | 2.00 | |
| PRESIÓN SUCCIÓN | 500 | PSI |
| PRESIÓN DESCARGA | 1000 | PSI |
| POTENCIA | 3,000.00 | HP |

CÁLCULO DEL DUCTO
LIMA - LA OROYA

ELEGIMOS :

| ESPECIFICACIÓN | GRADO | TIPO | SMYS, PSI |
|----------------|-------|-------------|-----------|
| API 5L | X52 | ERW, S, DSA | 52000 |

| | | |
|---|----------|--------------------------------------|
| P | 1200.00 | PRESION DE DISEÑO (PSI) |
| D | 16.00 | DIAMETRO NOMINAL (PULG) |
| S | 52000.00 | TENSION DE FLUNCIA MÍNIMA |
| F | 0.60 | FACTOR DE DISEÑO |
| E | 1.00 | FACTOR DE JUNTA SOLDADA LONGITUDINAL |
| T | 1.00 | FACTOR DE TEMPERATURA |
| t | 0.31 | ESPESOR NOMINAL (PULG) |

LUEGO:

| DIAM. NOM | DIAM. EXT. | SCHED. 60 | DIAM. INT. |
|-----------|------------|-----------|------------|
| 16.00 | 16.00 | 0.66 | 14.69 |

ANSI B36.10 WELDED AND SEAMLESS PIPE

ESPECIFICACIONES DEL DUCTO Y LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN

DUCTO

| | | |
|------------------|--------|-------|
| DIAMETRO NOMINAL | 18.00 | pulg. |
| DIAMETRO INTERNO | 16.50 | pulg. |
| ESPECIFICACIÓN | API 5L | |
| CALIDAD ACERO | X52 | |
| ESPESOR | 0.75 | pulg. |
| LONGITUD | 500 | Km |

ESTACION DE COMPRESION

| | | |
|------------------------|----------|-----|
| RELACIÓN DE COMPRESIÓN | 2.00 | |
| PRESIÓN SUCCIÓN | 500 | PSI |
| PRESIÓN DESCARGA | 1000 | PSI |
| POTENCIA | 4,500.00 | HP |

CÁLCULO DEL DUCTO**LIMA - CHIMBOTE**

ELEGIMOS :

| ESPECIFICACIÓN | GRADO | TIPO | SMYS, PSI |
|----------------|-------|-------------|-----------|
| API 5L | X52 | ERW, S, DSA | 52000 |

| | | |
|---|----------|--------------------------------------|
| P | 1200.00 | PRESION DE DISEÑO (PSI) |
| D | 18.00 | DIAMETRO NOMINAL (PULG) |
| S | 52000.00 | TENSION DE FLUNCIA MÍNIMA |
| F | 0.60 | FACTOR DE DISEÑO |
| E | 1.00 | FACTOR DE JUNTA SOLDADA LONGITUDINAL |
| T | 1.00 | FACTOR DE TEMPERATURA |
| t | 0.35 | ESPESOR NOMINAL (PULG) |

LUEGO:

| DIAM. NOM | DIAM. EXT. | SCHED. 60 | DIAM. INT. |
|-----------|------------|-----------|------------|
| 18.00 | 18.00 | 0.75 | 16.50 |

ANSI B36.10 WELDED AND SEAMLESS PIPE

ESPECIFICACIONES DEL DUCTO Y LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN**DUCTO**

| | | |
|------------------|--------|-------|
| DIAMETRO NOMINAL | 18.00 | pulg. |
| DIAMETRO INTERNO | 16.50 | pulg. |
| ESPECIFICACIÓN | API 5L | |
| CALIDAD ACERO | X52 | |
| ESPESOR | 0.75 | pulg. |
| LONGITUD | 500 | Km |

ESTACION DE COMPRESION

| | | |
|------------------------|----------|-----|
| RELACIÓN DE COMPRESIÓN | 2.00 | |
| PRESIÓN SUCCIÓN | 500 | PSI |
| PRESIÓN DESCARGA | 1000 | PSI |
| POTENCIA | 4,500.00 | HP |

CÁLCULO DEL DUCTO**LIMA - MARCONA**

ELEGIMOS :

| ESPECIFICACIÓN | GRADO | TIPO | SMYS, PSI |
|----------------|-------|-------------|-----------|
| API 5L | X52 | ERW, S, DSA | 52000 |

| | | |
|---|----------|--------------------------------------|
| P | 1200.00 | PRESION DE DISEÑO (PSI) |
| D | 12.00 | DIAMETRO NOMINAL (PULG) |
| S | 52000.00 | TENSION DE FLUNCIA MÍNIMA |
| F | 0.60 | FACTOR DE DISEÑO |
| E | 1.00 | FACTOR DE JUNTA SOLDADA LONGITUDINAL |
| T | 1.00 | FACTOR DE TEMPERATURA |
| t | 0.23 | ESPESOR NOMINAL (PULG) |

LUEGO:

| DIAM. NOM | DIAM. EXT. | SCHED. 60 | DIAM. INT. |
|-----------|------------|-----------|------------|
| 12.00 | 12.75 | 0.56 | 11.63 |

ANSI B36.10 WELDED AND SEAMLESS PIPE

ESPECIFICACIONES DEL DUCTO Y LA ESTACIÓN DE COMPRESIÓN**DUCTO**

| | | |
|------------------|--------|-------|
| DIAMETRO NOMINAL | 12.75 | pulg. |
| DIAMETRO INTERNO | 11.63 | pulg. |
| ESPECIFICACIÓN | API 5L | |
| CALIDAD ACERO | X52 | |
| ESPESOR | 0.56 | pulg. |
| LONGITUD | 150 | Km |

ESTACION DE COMPRESION

| | | |
|------------------------|----------|-----|
| RELACIÓN DE COMPRESIÓN | 1.70 | |
| PRESIÓN SUCCIÓN | 500 | PSI |
| PRESIÓN DESCARGA | 850 | PSI |
| POTENCIA | 2,500.00 | HP |

ANEXO N° 15 – CRONOGRAMA DE INVERSIONES

| CALCULO INVERSIONES TRAMO CAMISEA - CUSCO | | | | | |
|--|----------|--------------------------|-------------|----------|--------------|
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| DESCRIPCION | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0% | 0% | 50% | 50% | 100% |
| IMPREVISTOS | 5% | 5% | 5% | 5% | |
| SUB-TOTAL | | | | | |
| INTERES PRE OPERATIVO | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | |
| DESEMBOLSO ANUAL | | | | | |
| FINANCIAMIENTO "A" | 50% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 10% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | | 12% | |
| | 100% | | | | |
| TASA PONDERADA | 10.0% | | | | |
| INVERSIONES | | | | | |
| COSTOS INFRAESTRUCTURA | | | | | |
| LONGITUD DUCTO | | 300.00 | Km | | |
| DIAMETRO DUCTO | | 12.75 | Pulg | | |
| INVERSION DUCTO | | 77.65 | MMUS\$ | | |
| POTENCIA DE COMPRESION | | 3,000.00 | HP | | |
| INVERSION ESTAC. COMP. | | 4.50 | MMUS\$ | | |
| COSTO UNITARIO DUCTO | | 20.30 | US\$/pulg-m | | |
| COSTO UNITARIO POTENCIA | | 1,500.00 | US\$/HP | | |
| GASTOS DE OPERACION | | | | | |
| OPERACION DUCTO | | 1% | | | |
| OPERACION ESTAC. COMP. | | 9.00% | | | |
| INVERSION TOTAL | | 82.15 | | | |
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0 | 0 | 36 | 36 | 71 |
| IMPREVISTOS | 0 | 0 | 2 | 2 | 4 |
| SUB-TOTAL | 0 | 0 | 37 | 37 | 75 |
| INTERES PRE OPERATIVO | 0 | 0 | 4 | 4 | 7 |
| DESEMBOLSO ANUAL | 0 | 0 | 41 | 41 | 82 |
| FINANCIAMIENTO "A" | 41 | | | | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 8 | | | | |
| CAPITAL PROPIO | 33 | | | | |
| INVERSION | 82 | | | | |
| FINANCIACION | 49 | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DESEMBOLSO FINANCIADO | 0 | 0 | 25 | 25 | 49 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DUCTO | 0 | 0 | 39 | 39 | 78 |
| ESTACION COMPRESION | 0 | 0 | 2 | 2 | 5 |
| TOTALES | 0 | 0 | 41 | 41 | 82.15 |

| CALCULO INVERSIONES TRAMO LIMA - LA OROYA | | | | | |
|--|-----------|-------------------|-------------|----------|--------------|
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| DESCRIPCION | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0% | 0% | 50% | 50% | 100% |
| IMPREVISTOS | 5% | 5% | 5% | 5% | |
| SUB-TOTAL | | | | | |
| INTERES PRE OPERATIVO | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | |
| DESEMBOLSO ANUAL | | | | | |
| FINANCIAMIENTO "A" | 10% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 50% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | | 12% | |
| | 100% | | | | |
| TASA PONDERADA | 10.0% | | | | |
| INVERSIONES | | | | | |
| COSTOS INFRAESTRUCTURA | | | | | |
| LONGITUD DUCTO | | 150 | Km | | |
| DIAMETRO DUCTO | | 16.0 | Pulg | | |
| INVERSION DUCTO | | 44 | MMUS\$ | | |
| POTENCIA DE COMPRESION | | 6,500 | HP | | |
| INVERSION ESTAC. COMP. | | 10 | MMUS\$ | | |
| COSTO UNITARIO DUCTO | | 18.5 | US\$/pulg-m | | |
| COSTO UNITARIO POTENCIA | | 1,500 | US\$/HP | | |
| GASTOS DE OPERACIÓN | | | | | |
| OPERACIÓN DUCTO | | 1% | | | |
| OPERACIÓN ESTAC. COMP. | | 7.00% | | | |
| INVERSION TOTAL | | 54.15 | | | |
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0 | 0 | 23 | 23 | 47 |
| IMPREVISTOS | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 |
| SUB-TOTAL | 0 | 0 | 25 | 25 | 49 |
| INTERES PRE OPERATIVO | 0 | 0 | 2 | 2 | 5 |
| DESEMBOLSO ANUAL | 0 | 0 | 27 | 27 | 54 |
| FINANCIAMIENTO "A" | 5 | | | | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 27 | | | | |
| CAPITAL PROPIO | 22 | | | | |
| INVERSION | 54 | | | | |
| FINANCIACION | 32 | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DESEMBOLSO FINANCIADO | 0 | 0 | 16 | 16 | 32 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DUCTO | 0 | 0 | 22 | 22 | 44 |
| ESTACION COMPRESION | 0 | 0 | 5 | 5 | 10 |
| TOTALES | 0 | 0 | 27 | 27 | 54.15 |

| CALCULO INVERSIONES TRAMO LIMA - CHIMBOTE | | | | | |
|--|------------|--------------------------|-------------|----------|---------------|
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| DESCRIPCION | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0% | 0% | 50% | 50% | 100% |
| IMPREVISTOS | 5% | 5% | 5% | 5% | |
| SUB-TOTAL | | | | | |
| INTERES PRE OPERATIVO | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | |
| DESEMBOLSO ANUAL | | | | | |
| FINANCIAMIENTO "A" | 50% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 10% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | | 12% | |
| | 100% | | | | |
| TASA PONDERADA | 10.0% | | | | |
| INVERSIONES | | | | | |
| COSTOS INFRAESTRUCTURA | | | | | |
| LONGITUD DUCTO | | 500 | Km | | |
| DIAMETRO DUCTO | | 18 | Pulg | | |
| INVERSION DUCTO | | 144 | MMUS\$ | | |
| POTENCIA DE COMPRESION | | 4,500 | HP | | |
| INVERSION ESTAC. COMP. | | 7 | MMUS\$ | | |
| COSTO UNITARIO DUCTO | | 16 | US\$/pulg-m | | |
| COSTO UNITARIO POTENCIA | | 1,500 | US\$/HP | | |
| GASTOS DE OPERACION | | | | | |
| OPERACION DUCTO | | 1% | | | |
| OPERACION ESTAC. COMP. | | 7.00% | | | |
| INVERSION TOTAL | | 150.75 | | | |
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0 | 0 | 65 | 65 | 131 |
| IMPREVISTOS | 0 | 0 | 3 | 3 | 7 |
| SUB-TOTAL | 0 | 0 | 69 | 69 | 137 |
| INTERES PRE OPERATIVO | 0 | 0 | 7 | 7 | 14 |
| DESEMBOLSO ANUAL | 0 | 0 | 75 | 75 | 151 |
| FINANCIAMIENTO "A" | 75 | | | | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 15 | | | | |
| CAPITAL PROPIO | 60 | | | | |
| INVERSION | 151 | | | | |
| FINANCIACION | 90 | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DESEMBOLSO FINANCIADO | 0 | 0 | 45 | 45 | 90 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DUCTO | 0 | 0 | 72 | 72 | 144 |
| ESTACION COMPRESION | 0 | 0 | 3 | 3 | 7 |
| TOTALES | 0 | 0 | 75 | 75 | 150.75 |

| CALCULO INVERSIONES TRAMO NODO ICA - MARCONA | | | | | |
|---|----------|-------------------|-------------|----------|--------------|
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| DESCRIPCION | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0% | 0% | 50% | 50% | 100% |
| IMPREVISTOS | 5% | 5% | 5% | 5% | |
| SUB-TOTAL | | | | | |
| INTERES PRE OPERATIVO | 10.0% | 10.0% | 10.0% | 10.0% | |
| DESEMBOLSO ANUAL | | | | | |
| FINANCIAMIENTO "A" | 10% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 50% | INTERES NOMINAL | | 9% | |
| CAPITAL PROPIO | 40% | TASA DE DESCUENTO | | 12% | |
| | 100% | | | | |
| TASA PONDERADA | 10.0% | | | | |
| INVERSIONES | | | | | |
| COSTOS INFRAESTRUCTURA | | | | | |
| LONGITUD DUCTO | | 150 | Km | | |
| DIAMETRO DUCTO | | 13 | Pulg | | |
| INVERSION DUCTO | | 33 | MMUS\$ | | |
| POTENCIA DE COMPRESION | | 2,500 | HP | | |
| INVERSION ESTAC. COMP. | | 4 | MMUS\$ | | |
| COSTO UNITARIO DUCTO | | 18 | US\$/pulg-m | | |
| COSTO UNITARIO POTENCIA | | 1,500 | US\$/HP | | |
| GASTOS DE OPERACION | | | | | |
| OPERACION DUCTO | | 1% | | | |
| OPERACION ESTAC. COMP. | | 7.00% | | | |
| INVERSION TOTAL | | 37.22 | | | |
| CRONOGRAMA DE INVERSIONES | | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| INVERSION | 0 | 0 | 16 | 16 | 32 |
| IMPREVISTOS | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 |
| SUB-TOTAL | 0 | 0 | 17 | 17 | 34 |
| INTERES PRE OPERATIVO | 0 | 0 | 2 | 2 | 3 |
| DESEMBOLSO ANUAL | 0 | 0 | 19 | 19 | 37 |
| FINANCIAMIENTO "A" | 4 | | | | |
| FINANCIAMIENTO "B" | 19 | | | | |
| CAPITAL PROPIO | 15 | | | | |
| INVERSION | 37 | | | | |
| FINANCIACION | 22 | | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DESEMBOLSO FINANCIADO | 0 | 0 | 11 | 11 | 22 |
| | 1 | 2 | 3 | 4 | TOTAL |
| DUCTO | 0 | 0 | 17 | 17 | 33 |
| ESTACION COMPRESION | 0 | 0 | 2 | 2 | 4 |
| TOTALES | 0 | 0 | 19 | 19 | 37.22 |

ANEXO N° 16 – FLUJO DE CAJA ECONOMICO FINANCIERO

EVALUACION ECONOMICA-FINANCIERA
COSTO DE TRANSPORTE TRAMO CAMISEA - CUSCO

COSTOS INFRAESTRUCTURA

| | |
|------------------------|------------|
| LONGITUD DUCTO | 300 Km |
| DIAMETRO DUCTO | 12.75 Pulg |
| INVERSION DUCTO | 78 MMUS\$ |
| POTENCIA DE COMPRESION | 3,000 HP |
| INVERSION ESTAC. COMP. | 6 MMUS\$ |

GASTOS DE OPERACION

| | |
|------------------------|-------|
| OPERACION DUCTO | 1% |
| OPERACION ESTAC. COMP. | 9.00% |

DATOS FINANCIEROS

| | |
|----------------------------|-----|
| PERIODO INVERSION (AÑOS) | 3 |
| TASA DE INTERES | 10% |
| PERIODO RECUPERO (AÑOS) | 20 |
| MARGEN DEUDA | 60% |
| DEPRECIACION | 5% |
| TIEMPO DEPRECIACION (AÑOS) | 20 |
| IMPUESTO | 30% |

INDICADORES

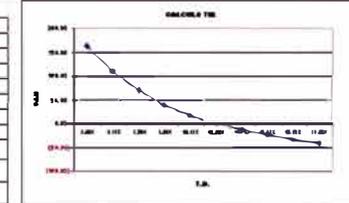
| | |
|----------------|---------|
| TIR ECON. | 12.000% |
| VAN ECON. | 0.00 |
| TIR FINANCI. | 12.173% |
| VAN FINANCI. | 12.48 |
| RELACION C/B | 1.160 |
| PAY OUT (AÑOS) | 15.000 |

| | |
|---------------------|-----------------|
| PRECIO GAS (TARIFA) | 2.930 US\$/MPC |
| FLUJO MAXIMO ANUAL | 26.200 MMPC-AÑO |

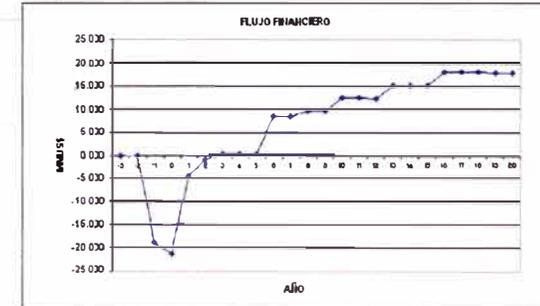
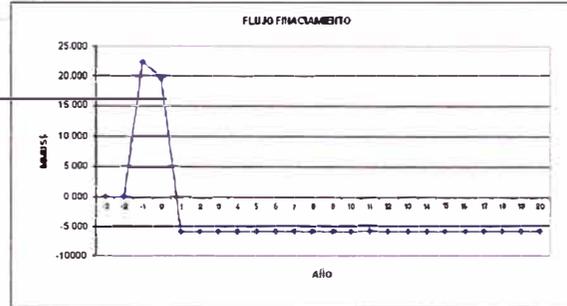
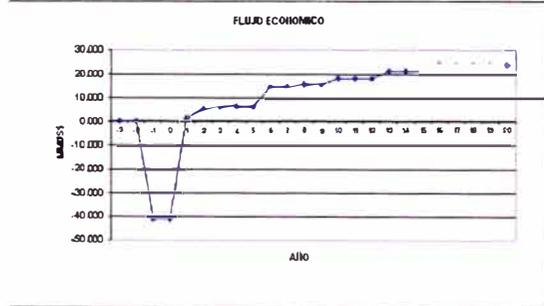
| | |
|------------------|---------------|
| DEUDA | 60% |
| INVERSION TOTAL | 82.148 MMUS\$ |
| MONTO FINANCIADO | 49.299 MMUS\$ |

| | |
|--------------------|--------|
| TASAS DE DESCUENTO | |
| T.D. ECONOMICO | 12.00% |
| T.D. FINANCIERO | 10.00% |

| T.D. | VAN |
|--------|---------|
| 2.00% | 161.97 |
| 4.00% | 109.43 |
| 6.00% | 70.15 |
| 8.00% | 40.42 |
| 10.00% | 17.85 |
| 12.00% | 0.00 |
| 14.00% | (13.84) |
| 16.00% | (24.81) |
| 18.00% | (33.59) |
| 20.00% | (40.71) |



| AÑO | VENTAS GAS (MPC-ANUAL) | TARIFA | INGRESO | INVERSIONES | | GASTOS | | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAJO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIAMIENTO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS | |
|-----|------------------------|--------|---------|-------------|--------------|--------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|-------|
| | | | | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 0 | 2.935 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 2.935 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 2.935 | 0.000 | 38.824 | 2.250 | 0.000 | 0.000 | 24.644 | 2.464 | 0.000 | 2.464 | 0.000 | -2.464 | 0.000 | -2.464 | -41.074 | -18.894 | 22.180 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 2.935 | 0.000 | 38.824 | 2.250 | 0.000 | 0.000 | 24.644 | 4.929 | 0.000 | 4.929 | 0.000 | -4.929 | 0.000 | -4.929 | -41.074 | -21.358 | 19.715 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 432 | 2.935 | 1.269 | 0.000 | 0.300 | 0.013 | 0.007 | 0.000 | 4.929 | 0.861 | 5.789 | 4.107 | -7.787 | 0.000 | -7.787 | 1.249 | -4.641 | -5.789 | 1.154 | 1.136 | 0.018 | 0.018 |
| 6 | 1.710 | 2.935 | 5.018 | 0.000 | 0.300 | 0.053 | 0.027 | 0.000 | 4.843 | 0.947 | 5.789 | 4.107 | -4.012 | 0.000 | -4.012 | 4.936 | 0.852 | -5.789 | 4.147 | 4.081 | 0.086 | 0.086 |
| 7 | 2.088 | 2.935 | 6.127 | 0.000 | 0.300 | 0.064 | 0.034 | 0.000 | 4.748 | 1.041 | 5.789 | 4.107 | -2.826 | 0.000 | -2.826 | 6.029 | 0.240 | -5.789 | 4.604 | 4.530 | 0.074 | 0.074 |
| 8 | 2.106 | 2.935 | 6.182 | 0.000 | 0.300 | 0.065 | 0.034 | 0.000 | 4.644 | 1.145 | 5.789 | 4.107 | -2.688 | 0.000 | -2.688 | 6.094 | 0.294 | -5.789 | 4.223 | 4.156 | 0.067 | 0.067 |
| 9 | 2.128 | 2.935 | 6.239 | 0.000 | 0.300 | 0.066 | 0.034 | 0.000 | 4.529 | 1.250 | 5.789 | 4.107 | -2.497 | 0.000 | -2.497 | 6.140 | 0.350 | -5.789 | 3.874 | 3.812 | 0.062 | 0.062 |
| 10 | 5.746 | 2.935 | 16.865 | 0.000 | 0.300 | 0.177 | 0.082 | 0.000 | 4.403 | 1.366 | 5.789 | 4.107 | 0.805 | 2.425 | 5.659 | 14.170 | 8.381 | -5.789 | 9.520 | 7.958 | 1.521 | 1.521 |
| 11 | 6.767 | 2.935 | 19.927 | 0.000 | 0.300 | 0.178 | 0.083 | 0.000 | 4.285 | 1.625 | 5.789 | 4.107 | 8.284 | 2.485 | 5.799 | 14.171 | 8.382 | -5.789 | 8.526 | 7.272 | 1.414 | 1.414 |
| 12 | 6.329 | 2.935 | 18.576 | 0.000 | 0.300 | 0.195 | 0.102 | 0.000 | 4.112 | 1.677 | 5.789 | 4.107 | 10.059 | 3.018 | 7.041 | 15.261 | 9.472 | -5.789 | 8.686 | 7.119 | 1.546 | 1.546 |
| 13 | 6.352 | 2.935 | 18.642 | 0.000 | 0.300 | 0.196 | 0.102 | 0.000 | 3.945 | 1.845 | 5.789 | 4.107 | 10.293 | 3.088 | 7.205 | 16.257 | 9.468 | -5.789 | 7.906 | 6.470 | 1.436 | 1.436 |
| 14 | 7.815 | 2.935 | 22.938 | 0.000 | 0.300 | 0.241 | 0.126 | 0.000 | 3.780 | 2.029 | 5.789 | 4.107 | 14.704 | 4.411 | 10.293 | 18.161 | 12.371 | -5.789 | 8.844 | 7.002 | 1.842 | 1.842 |
| 16 | 7.840 | 2.935 | 23.011 | 0.000 | 0.300 | 0.242 | 0.126 | 0.000 | 3.657 | 2.232 | 5.789 | 4.107 | 14.978 | 4.484 | 10.486 | 18.160 | 12.360 | -5.789 | 8.066 | 6.361 | 1.704 | 1.704 |
| 16 | 7.866 | 2.935 | 23.086 | 0.000 | 0.300 | 0.242 | 0.126 | 0.000 | 3.334 | 2.455 | 5.789 | 4.107 | 16.775 | 4.683 | 10.693 | 18.134 | 12.345 | -5.789 | 7.366 | 5.778 | 1.678 | 1.678 |
| 17 | 9.332 | 2.935 | 27.380 | 0.000 | 0.300 | 0.289 | 0.150 | 0.000 | 3.089 | 2.701 | 5.789 | 4.107 | 19.757 | 5.927 | 13.630 | 21.025 | 15.236 | -5.789 | 7.934 | 6.050 | 1.844 | 1.844 |
| 18 | 9.360 | 2.935 | 27.472 | 0.000 | 0.300 | 0.289 | 0.150 | 0.000 | 2.819 | 2.971 | 5.789 | 4.107 | 20.107 | 6.032 | 14.076 | 21.001 | 15.211 | -5.789 | 7.234 | 5.530 | 1.704 | 1.704 |
| 19 | 9.369 | 2.935 | 27.556 | 0.000 | 0.300 | 0.289 | 0.151 | 0.000 | 2.521 | 3.268 | 5.789 | 4.107 | 20.487 | 6.146 | 14.341 | 20.970 | 15.180 | -5.789 | 6.597 | 5.020 | 1.577 | 1.577 |
| 20 | 10.869 | 2.935 | 31.870 | 0.000 | 0.300 | 0.336 | 0.176 | 0.000 | 2.196 | 3.696 | 5.789 | 4.107 | 25.059 | 7.618 | 17.542 | 23.844 | 18.054 | -5.789 | 6.936 | 5.189 | 1.747 | 1.747 |
| 21 | 10.890 | 2.935 | 31.952 | 0.000 | 0.300 | 0.336 | 0.175 | 0.000 | 1.835 | 3.954 | 5.789 | 4.107 | 25.509 | 7.653 | 17.896 | 23.799 | 18.009 | -5.789 | 6.323 | 4.708 | 1.615 | 1.615 |
| 22 | 10.922 | 2.935 | 32.057 | 0.000 | 0.300 | 0.337 | 0.176 | 0.000 | 1.440 | 4.350 | 5.789 | 4.107 | 26.988 | 7.799 | 18.198 | 23.746 | 17.956 | -5.789 | 5.786 | 4.271 | 1.496 | 1.496 |
| 23 | 10.958 | 2.935 | 32.156 | 0.000 | 0.300 | 0.338 | 0.176 | 0.000 | 1.005 | 4.785 | 5.789 | 4.107 | 28.530 | 7.969 | 18.571 | 23.683 | 17.894 | -5.789 | 5.258 | 3.972 | 1.385 | 1.385 |
| 24 | 10.991 | 2.935 | 32.259 | 0.000 | 0.300 | 0.339 | 0.177 | 0.000 | 0.626 | 5.263 | 5.789 | 4.107 | 27.110 | 8.133 | 18.977 | 23.610 | 17.821 | -5.789 | 4.795 | 3.510 | 1.286 | 1.286 |



EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA
COSTO DE TRANSPORTE TRAMO LIMA - LA OROYA

COSTOS INFRAESTRUCTURA

| | |
|------------------------|-----------|
| LONGITUD DUCTO | 150 Km |
| DIAMETRO DUCTO | 16 Pulg |
| INVERSION DUCTO | 44 MMUS\$ |
| POTENCIA DE COMPRESION | 6,500 HP |
| INVERSION ESTAC. COMP. | 10 MMUS\$ |

GASTOS DE OPERACION

| | |
|-------------------------|----------------------|
| OPERACION DUCTO | 1% |
| OPERACION ESTAC. COMP. | 7.00% |
| DEUDA | 60% |
| INVERSION TOTAL | 64.150 MMUS\$ |
| MONTO FINANCIADO | 32.490 MMUS\$ |

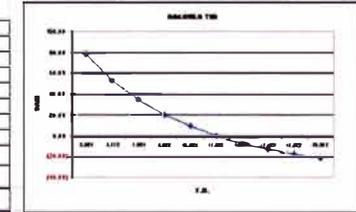
DATOS FINANCIEROS

| | |
|----------------------------|--------|
| PERIODO INVERSION (AÑOS) | 2 |
| TASA DE INTERES | 10% |
| PERIODO RECUPERO (AÑOS) | 20 |
| MARGEN DEUDA | 50% |
| DEPRECIACION | 5% |
| TIEMPO DEPRECIACION (AÑOS) | 20 |
| IMPUESTO | 30% |
| TASAS DE DESCUENTO | |
| T.D. ECONOMICO | 12.00% |
| T.D. FINANCIERO | 10.00% |

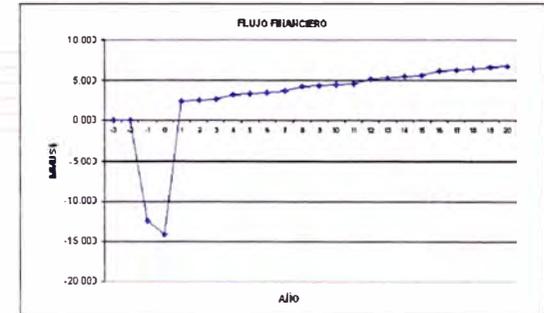
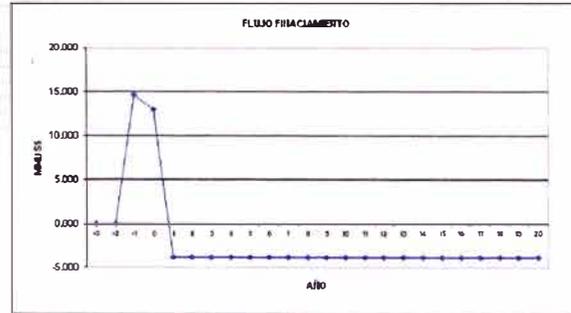
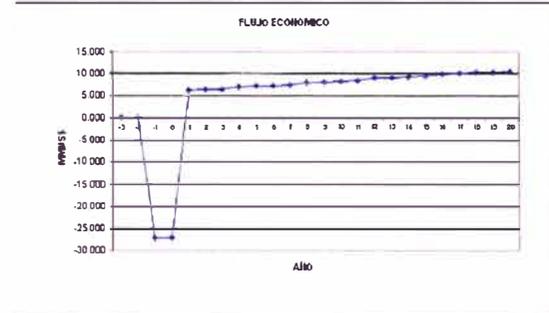
INDICADORES

| | |
|----------------|---------|
| TIR ECON | 12.000% |
| VAN ECON | 0.00 |
| TIR FINAN | 12.266% |
| VAN FINAN | 5.62 |
| RELACION C/B | 1.129 |
| PAY OUT (AÑOS) | 16.000 |

| T.D. | VAN |
|--------|---------|
| 2.00% | 78.56 |
| 4.00% | 53.65 |
| 6.00% | 34.77 |
| 8.00% | 20.25 |
| 10.00% | 8.93 |
| 12.00% | 0.00 |
| 14.00% | (7.14) |
| 16.00% | (12.93) |
| 18.00% | (17.67) |
| 20.00% | (21.99) |



| AÑO | VENTAS GAS (MMPC-ANUAL) | TARIFA | INGRESO | INVERSIONES | | GASTOS | | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIAMIENTO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS | |
|-----|-------------------------|--------|---------|-------------|--------------|--------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|-------|
| | | | | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 0 | 0.453 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 0.453 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 0.453 | 0.000 | 22.200 | 4.375 | 0.000 | 0.000 | 16.245 | 1.625 | 0.000 | 1.625 | 0.000 | -1.625 | 0.000 | -1.625 | -27.075 | -124.55 | 14.621 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 0.453 | 0.000 | 22.200 | 4.375 | 0.000 | 0.000 | 16.245 | 3.249 | 0.000 | 3.249 | 0.000 | -3.249 | 0.000 | -3.249 | -27.075 | -14.079 | 12.996 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 6 | 14.765 | 0.453 | 6.696 | 0.000 | 0.300 | 0.121 | 0.197 | 0.000 | 3.249 | 0.667 | 3.816 | 2.708 | 0.431 | 0.129 | 0.302 | 6.268 | 2.442 | -3.816 | 6.087 | 5.690 | 0.398 | 0.398 |
| 7 | 16.984 | 0.453 | 7.104 | 0.000 | 0.300 | 0.129 | 0.198 | 0.000 | 3.130 | 0.686 | 3.816 | 2.708 | 0.940 | 0.262 | 0.668 | 6.495 | 2.679 | -3.816 | 6.337 | 4.880 | 0.457 | 0.457 |
| 8 | 17.574 | 0.453 | 7.970 | 0.000 | 0.300 | 0.145 | 0.222 | 0.000 | 3.061 | 0.755 | 3.816 | 2.708 | 1.834 | 0.560 | 1.284 | 7.053 | 3.237 | -3.816 | 6.444 | 4.817 | 0.626 | 0.626 |
| 9 | 18.059 | 0.453 | 8.189 | 0.000 | 0.300 | 0.148 | 0.228 | 0.000 | 2.986 | 0.831 | 3.816 | 2.708 | 2.119 | 0.635 | 1.484 | 7.177 | 3.351 | -3.816 | 5.085 | 4.456 | 0.629 | 0.629 |
| 10 | 18.557 | 0.453 | 8.415 | 0.000 | 0.300 | 0.153 | 0.235 | 0.000 | 2.933 | 0.914 | 3.816 | 2.708 | 2.416 | 0.725 | 1.693 | 7.303 | 3.467 | -3.816 | 4.750 | 4.122 | 0.629 | 0.629 |
| 11 | 19.070 | 0.453 | 8.646 | 0.000 | 0.300 | 0.157 | 0.241 | 0.000 | 2.811 | 1.005 | 3.816 | 2.708 | 2.732 | 0.819 | 1.912 | 7.431 | 3.615 | -3.816 | 4.438 | 3.813 | 0.625 | 0.625 |
| 12 | 21.099 | 0.453 | 9.541 | 0.000 | 0.300 | 0.173 | 0.266 | 0.000 | 2.711 | 1.105 | 3.816 | 2.708 | 3.684 | 1.105 | 2.679 | 7.997 | 4.181 | -3.816 | 4.451 | 3.731 | 0.720 | 0.720 |
| 13 | 21.584 | 0.453 | 9.788 | 0.000 | 0.300 | 0.177 | 0.273 | 0.000 | 2.600 | 1.216 | 3.816 | 2.708 | 4.030 | 1.208 | 2.821 | 8.128 | 4.313 | -3.816 | 4.151 | 3.447 | 0.704 | 0.704 |
| 14 | 22.145 | 0.453 | 10.043 | 0.000 | 0.300 | 0.182 | 0.280 | 0.000 | 2.479 | 1.338 | 3.816 | 2.708 | 4.395 | 1.318 | 3.076 | 8.262 | 4.446 | -3.816 | 3.872 | 3.186 | 0.686 | 0.686 |
| 16 | 22.723 | 0.453 | 10.305 | 0.000 | 0.300 | 0.187 | 0.287 | 0.000 | 2.345 | 1.471 | 3.816 | 2.708 | 4.778 | 1.434 | 3.345 | 8.397 | 4.581 | -3.816 | 3.612 | 2.943 | 0.669 | 0.669 |
| 16 | 23.788 | 0.453 | 11.228 | 0.000 | 0.300 | 0.204 | 0.313 | 0.000 | 2.198 | 1.618 | 3.816 | 2.708 | 6.806 | 1.742 | 4.054 | 8.970 | 5.153 | -3.816 | 3.578 | 2.868 | 0.720 | 0.720 |
| 17 | 25.372 | 0.453 | 11.506 | 0.000 | 0.300 | 0.209 | 0.321 | 0.000 | 2.036 | 1.780 | 3.816 | 2.708 | 6.233 | 1.870 | 4.353 | 9.107 | 5.290 | -3.816 | 3.333 | 2.638 | 0.695 | 0.695 |
| 18 | 26.003 | 0.453 | 11.792 | 0.000 | 0.300 | 0.214 | 0.329 | 0.000 | 1.859 | 1.958 | 3.816 | 2.708 | 6.684 | 2.005 | 4.679 | 9.244 | 5.428 | -3.816 | 3.105 | 2.434 | 0.671 | 0.671 |
| 19 | 26.654 | 0.453 | 12.087 | 0.000 | 0.300 | 0.219 | 0.337 | 0.000 | 1.662 | 2.154 | 3.816 | 2.708 | 7.162 | 2.148 | 5.013 | 9.383 | 5.565 | -3.816 | 2.894 | 2.246 | 0.647 | 0.647 |
| 20 | 28.764 | 0.453 | 13.044 | 0.000 | 0.300 | 0.237 | 0.364 | 0.000 | 1.447 | 2.370 | 3.816 | 2.708 | 8.290 | 2.487 | 5.803 | 9.957 | 6.141 | -3.816 | 2.838 | 2.167 | 0.672 | 0.672 |
| 21 | 29.454 | 0.453 | 13.357 | 0.000 | 0.300 | 0.242 | 0.372 | 0.000 | 1.210 | 2.607 | 3.816 | 2.708 | 8.825 | 2.648 | 6.178 | 10.095 | 6.279 | -3.816 | 2.843 | 1.997 | 0.645 | 0.645 |
| 22 | 30.165 | 0.453 | 13.679 | 0.000 | 0.300 | 0.248 | 0.381 | 0.000 | 0.949 | 2.867 | 3.816 | 2.708 | 9.394 | 2.818 | 6.675 | 10.232 | 6.416 | -3.816 | 2.480 | 1.840 | 0.620 | 0.620 |
| 23 | 30.897 | 0.453 | 14.011 | 0.000 | 0.300 | 0.254 | 0.391 | 0.000 | 0.662 | 3.154 | 3.816 | 2.708 | 9.997 | 2.998 | 6.998 | 10.368 | 6.552 | -3.816 | 2.291 | 1.695 | 0.696 | 0.696 |
| 24 | 31.561 | 0.453 | 14.354 | 0.000 | 0.300 | 0.260 | 0.400 | 0.000 | 0.347 | 3.469 | 3.816 | 2.708 | 10.539 | 3.192 | 7.447 | 10.502 | 6.685 | -3.816 | 2.134 | 1.561 | 0.673 | 0.673 |



**EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA
COSTO DE TRANSPORTE TRAMO LIMA - CHIMBOTE**

COSTOS INFRAESTRUCTURA

| | |
|------------------------|------------|
| LONGITUD DUCTO | 500 Km |
| DIAMETRO DUCTO | 18 Pulg |
| INVERSION DUCTO | 144 MMUS\$ |
| POTENCIA DE COMPRESION | 4,500 HP |
| INVERSION ESTAC. COMP. | 7 MMUS\$ |

GASTOS DE OPERACION

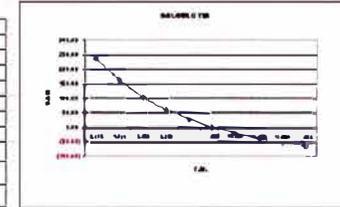
| | |
|------------------------|-------|
| OPERACION DUCTO | 1% |
| OPERACION ESTAC. COMP. | 7.00% |

DATOS FINANCIEROS

| | | | |
|----------------------------|-----|----------------|---------|
| PERIODO INVERSION (ANOS) | 3 | TIR ECON. | 12.000% |
| TASA DE INTERES | 10% | VAN ECON | 0.00 |
| HORIZONTE EVAL. (ANOS) | 20 | TIR FINANCI. | 12.237% |
| MARGEN DEUDA | 60% | VAN FINANCI. | 1.60 |
| DEPRECIACION | 5% | RELACION C/R | 1.139 |
| TIEMPO DEPRECIACION (ANOS) | 20 | PAY OUT (ANOS) | 15000 |
| IMPUESTO | 30% | | |

INDICADORES

| T.D. | VAN |
|--------|---------|
| 2.00% | 238.01 |
| 4.00% | 161.76 |
| 6.00% | 104.36 |
| 8.00% | 60.51 |
| 10.00% | 26.59 |
| 12.00% | 0.00 |
| 14.00% | (21.11) |
| 16.00% | (38.08) |
| 18.00% | (51.87) |
| 20.00% | (63.21) |

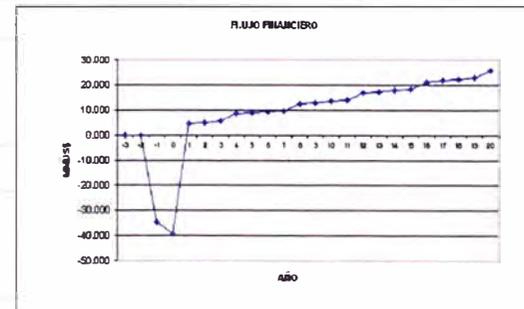
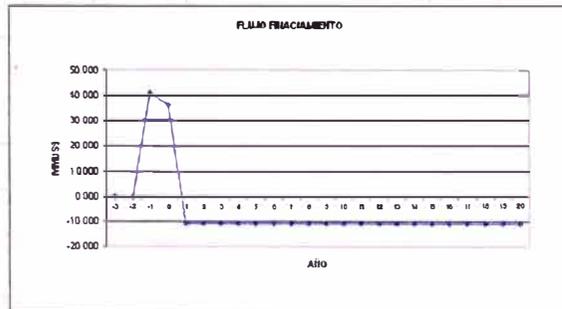
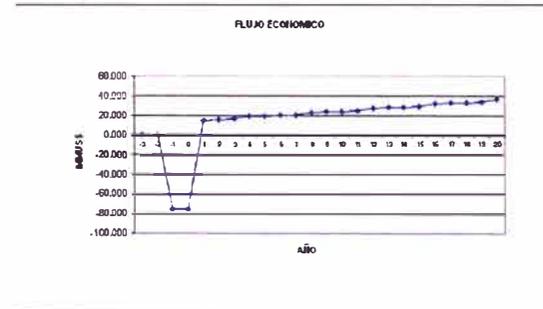


| | |
|---------------------|-----------------|
| PRECIO GAS (TARIFA) | 1.6056 US/MPC |
| FLUJO MAXIMO ANUAL | 36,000 MMPC-AÑO |

| | |
|------------------|----------------|
| DEUDA | 60% |
| INVERSION TOTAL | 150.750 MMUS\$ |
| MONTO FINANCIADO | 90.450 MMUS\$ |

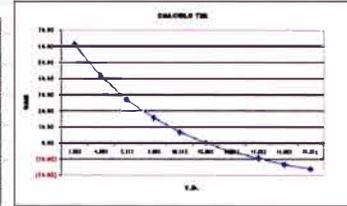
| | |
|--------------------|--------|
| TASAS DE DESCUENTO | |
| T.D. ECONOMICO | 12.00% |
| T.D. FINANCIERO | 12.00% |

| AÑO | VENTAS GAS (MMPC-ANUAL) | TARIFA | INGRESO | INVERSIONES | | GASTOS | | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIAMIENTO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS | |
|-----|-------------------------|--------|---------|-------------|--------------|--------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|-------|
| | | | | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 0 | 1.606 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 1.606 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 1.606 | 0.000 | 72.000 | 3.375 | 0.000 | 0.000 | 45.225 | 4.523 | 0.000 | 4.523 | 0.000 | -4.523 | 0.000 | -4.523 | -75.375 | -34.673 | 40.703 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 1.606 | 0.000 | 72.000 | 3.375 | 0.000 | 0.000 | 45.225 | 9.045 | 0.000 | 9.045 | 0.000 | -9.045 | 0.000 | -9.045 | -75.375 | -39.195 | 36.180 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 9,647 | 1.606 | 15.492 | 0.000 | 0.000 | 0.396 | 0.127 | 0.000 | 9.045 | 1.579 | 10.624 | 7.538 | -1.603 | 0.000 | -1.603 | 14.979 | 4.395 | -10.624 | 14.083 | 13.617 | 0.466 | 0.466 |
| 6 | 10,023 | 1.606 | 16.111 | 0.000 | 0.000 | 0.401 | 0.132 | 0.000 | 8.887 | 1.737 | 10.624 | 7.538 | -0.846 | 0.000 | -0.846 | 15.578 | 4.954 | -10.624 | 13.315 | 12.875 | 0.441 | 0.441 |
| 7 | 10,434 | 1.606 | 16.756 | 0.000 | 0.000 | 0.417 | 0.137 | 0.000 | 8.713 | 1.911 | 10.624 | 7.538 | -0.049 | 0.000 | -0.049 | 16.201 | 5.577 | -10.624 | 12.589 | 12.172 | 0.416 | 0.416 |
| 8 | 13,012 | 1.606 | 20.895 | 0.000 | 0.000 | 0.520 | 0.171 | 0.000 | 8.522 | 2.102 | 10.624 | 7.538 | 4.144 | 1.243 | 2.900 | 18.960 | 8.338 | -10.624 | 14.271 | 12.950 | 1.321 | 1.321 |
| 9 | 13,446 | 1.606 | 21.892 | 0.000 | 0.000 | 0.538 | 0.176 | 0.000 | 8.312 | 2.312 | 10.624 | 7.538 | 5.028 | 1.608 | 3.519 | 19.369 | 8.745 | -10.624 | 13.407 | 12.027 | 1.380 | 1.380 |
| 10 | 13,897 | 1.606 | 22.317 | 0.000 | 0.000 | 0.556 | 0.182 | 0.000 | 8.081 | 2.543 | 10.624 | 7.538 | 5.960 | 1.788 | 4.172 | 19.790 | 9.166 | -10.624 | 12.587 | 11.171 | 1.426 | 1.426 |
| 11 | 14,367 | 1.606 | 23.070 | 0.000 | 0.000 | 0.575 | 0.189 | 0.000 | 7.827 | 2.798 | 10.624 | 7.538 | 6.943 | 2.083 | 4.960 | 20.224 | 9.600 | -10.624 | 11.639 | 10.378 | 1.461 | 1.461 |
| 12 | 17,015 | 1.606 | 27.323 | 0.000 | 0.000 | 0.681 | 0.223 | 0.000 | 7.547 | 3.077 | 10.624 | 7.538 | 11.335 | 3.400 | 7.934 | 23.019 | 12.394 | -10.624 | 12.746 | 10.738 | 2.008 | 2.008 |
| 13 | 17,523 | 1.606 | 28.139 | 0.000 | 0.000 | 0.701 | 0.230 | 0.000 | 7.239 | 3.386 | 10.624 | 7.538 | 12.431 | 3.729 | 8.702 | 23.478 | 12.864 | -10.624 | 11.933 | 9.967 | 1.976 | 1.976 |
| 14 | 18,051 | 1.606 | 28.987 | 0.000 | 0.000 | 0.722 | 0.237 | 0.000 | 6.900 | 3.724 | 10.624 | 7.538 | 13.690 | 4.077 | 9.513 | 23.961 | 13.327 | -10.624 | 11.176 | 9.234 | 1.942 | 1.942 |
| 15 | 18,600 | 1.606 | 29.869 | 0.000 | 0.000 | 0.744 | 0.244 | 0.000 | 6.526 | 4.096 | 10.624 | 7.538 | 14.816 | 4.444 | 10.370 | 24.436 | 13.812 | -10.624 | 10.469 | 8.565 | 1.904 | 1.904 |
| 16 | 21,231 | 1.606 | 34.254 | 0.000 | 0.000 | 0.853 | 0.280 | 0.000 | 6.119 | 4.506 | 10.624 | 7.538 | 19.465 | 5.840 | 13.625 | 27.222 | 16.657 | -10.624 | 10.915 | 8.893 | 2.222 | 2.222 |
| 17 | 21,925 | 1.606 | 35.208 | 0.000 | 0.000 | 0.877 | 0.288 | 0.000 | 5.689 | 4.966 | 10.624 | 7.538 | 20.838 | 6.251 | 14.587 | 27.792 | 17.168 | -10.624 | 10.199 | 8.050 | 2.146 | 2.146 |
| 18 | 22,543 | 1.606 | 36.200 | 0.000 | 0.000 | 0.902 | 0.296 | 0.000 | 5.172 | 5.462 | 10.624 | 7.538 | 22.293 | 6.688 | 15.606 | 28.316 | 17.691 | -10.624 | 9.533 | 7.456 | 2.077 | 2.077 |
| 19 | 23,186 | 1.606 | 37.232 | 0.000 | 0.000 | 0.927 | 0.304 | 0.000 | 4.627 | 5.987 | 10.624 | 7.538 | 23.836 | 7.151 | 16.695 | 28.860 | 18.226 | -10.624 | 8.913 | 6.906 | 2.007 | 2.007 |
| 20 | 26,014 | 1.606 | 41.774 | 0.000 | 0.000 | 1.041 | 0.341 | 0.000 | 4.027 | 6.597 | 10.624 | 7.538 | 28.827 | 8.648 | 20.179 | 31.744 | 21.120 | -10.624 | 9.091 | 6.908 | 2.183 | 2.183 |
| 21 | 26,709 | 1.606 | 42.880 | 0.000 | 0.000 | 1.068 | 0.351 | 0.000 | 3.388 | 7.256 | 10.624 | 7.538 | 30.568 | 9.170 | 21.386 | 32.301 | 21.677 | -10.624 | 8.486 | 6.391 | 2.095 | 2.095 |
| 22 | 27,432 | 1.606 | 44.050 | 0.000 | 0.000 | 1.097 | 0.360 | 0.000 | 2.642 | 7.962 | 10.624 | 7.538 | 32.414 | 9.724 | 22.689 | 32.889 | 22.245 | -10.624 | 7.923 | 5.912 | 2.011 | 2.011 |
| 23 | 28,183 | 1.606 | 45.288 | 0.000 | 0.000 | 1.127 | 0.370 | 0.000 | 1.844 | 8.780 | 10.624 | 7.538 | 34.379 | 10.314 | 24.065 | 33.447 | 22.822 | -10.624 | 7.400 | 6.469 | 1.931 | 1.931 |
| 24 | 31,126 | 1.606 | 49.981 | 0.000 | 0.000 | 1.245 | 0.409 | 0.000 | 0.966 | 9.668 | 10.624 | 7.538 | 39.825 | 11.947 | 27.877 | 36.381 | 25.756 | -10.624 | 7.429 | 6.408 | 2.022 | 2.022 |

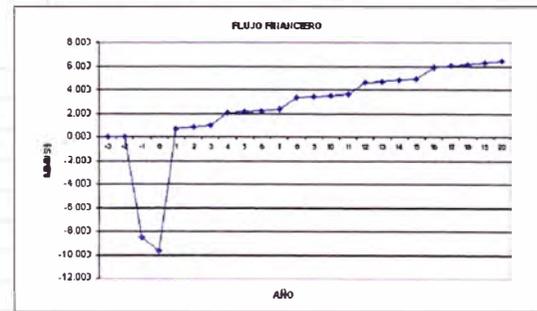
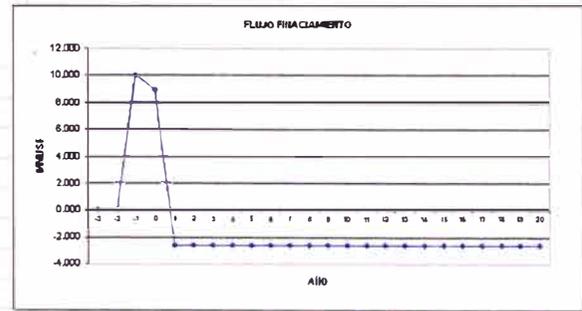
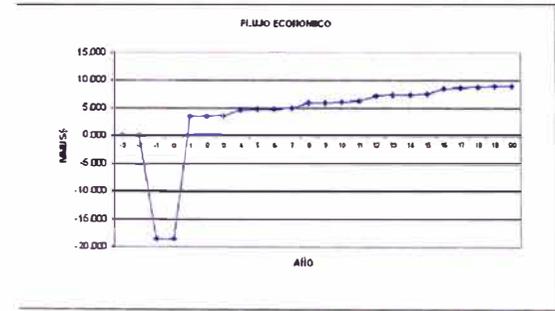


EVALUACION ECONOMICA FINANCIERA
COSTO DE TRANSPORTE TRAMO NODO ICA - MARCONA

| COSTOS INFRAESTRUCTURA | | GASTOS DE OPERACIÓN | | DATOS FINANCIEROS | | | | INDICADORES | |
|------------------------|------------|------------------------|-------|----------------------------|-----|----------------|---------|-------------|---------|
| LONGITUD DUCTO | 150 Km | OPERACIÓN DUCTO | 1% | PERIODO INVERSION (AÑOS) | 3 | TIR ECON | 12.000% | T.D. | VAN |
| DIAMETRO DUCTO | 12.75 Pulg | OPERACIÓN ESTAC. COMP. | 7.00% | TASA DE INTERES | 10% | VAN ECON | 0.00 | 2.00% | 61.35 |
| INVERSION DUCTO | 33 MMUS\$ | | | PERIODO RECUPERO (AÑOS) | 20 | TIR FINANCIERO | 12.229% | 4.00% | 41.54 |
| POTENCIA DE COMPRESION | 2,500 HP | | | MARGEN DEUDA | 50% | VAN FINANCIERO | 4.47 | 6.00% | 25.52 |
| INVERSION ESTAC. COMP. | 4 MMUS\$ | | | DEPRECIACION | 5% | RELACION C/B | 1.124 | 8.00% | 15.53 |
| | | | | TIEMPO DEPRECIACION (AÑOS) | 20 | PAY OUT (AÑOS) | 16.000 | 10.00% | 6.81 |
| | | | | IMPUESTO | 30% | | | 12.00% | (1.90) |
| | | | | | | | | 14.00% | (5.39) |
| | | | | | | | | 16.00% | (9.71) |
| | | | | | | | | 18.00% | (13.21) |
| | | | | | | | | 20.00% | (16.05) |



| AÑO | INVERSIONES | | | GASTOS | | | INDICADORES | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|-------------------------|--------|---------|--------|--------------|-------|--------------|----------|---------|--------------|------------|--------------|--------------------------|-----------|----------------------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------------|-------------------------------|---------------------|-------|
| | VENTAS GAS (MMPC-ANUAL) | TARIFA | INGRESO | DUCTO | ESTAC. COMP. | DUCTO | ESTAC. COMP. | PRESTAMO | INTERES | AMORTIZACION | PAGO DEUDA | DEPRECIACION | INGRESOS ANTES IMPUESTOS | IMPUESTOS | INGRESOS DESPUES IMPUESTOS | FLUJO ECONOMICO | FLUJO FINANCIERO | FLUJO FINANCIERO | BENEFICIOS ACTUALIZADOS | BENEFICIOS NETOS ACTUALIZADOS | COSTOS ACTUALIZADOS | |
| 1 | 0 | 0.896 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 2 | 0 | 0.896 | 0.000 | 0.000 | 0.300 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 3 | 0 | 0.896 | 0.000 | 16.734 | 1.375 | 0.000 | 0.000 | 11.186 | 1.117 | 0.000 | 1.117 | 0.000 | -1.117 | 0.000 | -1.117 | -18.609 | -9.580 | 10.049 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 4 | 0 | 0.896 | 0.000 | 16.734 | 1.375 | 0.000 | 0.000 | 11.186 | 2.233 | 0.000 | 2.233 | 0.000 | -2.233 | 0.000 | -2.233 | -18.609 | -9.677 | 8.933 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| 5 | 3,824 | 0.896 | 3,389 | 0.000 | 0.300 | 0.044 | 0.036 | 0.000 | 2.233 | 0.390 | 2.623 | 1.861 | -0.784 | 0.000 | -0.784 | 3.310 | 0.687 | -2.623 | 3.081 | 3.009 | 0.072 | 0.072 |
| 6 | 3,977 | 0.896 | 3,525 | 0.000 | 0.300 | 0.046 | 0.036 | 0.000 | 2.194 | 0.429 | 2.623 | 1.861 | -0.613 | 0.000 | -0.613 | 3.442 | 0.819 | -2.623 | 2.913 | 2.845 | 0.068 | 0.068 |
| 7 | 4,136 | 0.896 | 3,666 | 0.000 | 0.300 | 0.048 | 0.036 | 0.000 | 2.151 | 0.472 | 2.623 | 1.861 | -0.432 | 0.000 | -0.432 | 3.680 | 0.957 | -2.623 | 2.754 | 2.690 | 0.054 | 0.054 |
| 8 | 5,742 | 0.896 | 5,089 | 0.000 | 0.300 | 0.067 | 0.052 | 0.000 | 2.104 | 0.519 | 2.623 | 1.861 | 1.005 | 0.301 | 0.703 | 4.668 | 2.045 | -2.623 | 3.476 | 3.188 | 0.287 | 0.287 |
| 9 | 6,914 | 0.896 | 6,241 | 0.000 | 0.300 | 0.089 | 0.054 | 0.000 | 2.052 | 0.671 | 2.623 | 1.861 | 1.205 | 0.352 | 0.844 | 4.757 | 2.134 | -2.623 | 3.254 | 2.954 | 0.301 | 0.301 |
| 10 | 6,593 | 0.896 | 5,400 | 0.000 | 0.300 | 0.071 | 0.055 | 0.000 | 1.995 | 0.628 | 2.623 | 1.861 | 14.17 | 0.425 | 0.992 | 4.848 | 2.225 | -2.623 | 3.048 | 2.737 | 0.311 | 0.311 |
| 11 | 6,279 | 0.896 | 5,595 | 0.000 | 0.300 | 0.073 | 0.057 | 0.000 | 1.932 | 0.691 | 2.623 | 1.861 | 1.641 | 0.492 | 1.149 | 4.942 | 2.319 | -2.623 | 2.856 | 2.536 | 0.319 | 0.319 |
| 12 | 7,913 | 0.896 | 7,012 | 0.000 | 0.300 | 0.092 | 0.072 | 0.000 | 1.863 | 0.760 | 2.623 | 1.861 | 3.124 | 0.597 | 2.187 | 5.911 | 3.288 | -2.623 | 3.271 | 2.758 | 0.514 | 0.514 |
| 13 | 8,114 | 0.896 | 7,191 | 0.000 | 0.300 | 0.094 | 0.074 | 0.000 | 1.787 | 0.836 | 2.623 | 1.861 | 3.374 | 1.012 | 2.362 | 6.010 | 3.387 | -2.623 | 3.050 | 2.649 | 0.501 | 0.501 |
| 14 | 8,323 | 0.896 | 7,376 | 0.000 | 0.300 | 0.097 | 0.076 | 0.000 | 1.704 | 0.919 | 2.623 | 1.861 | 3.539 | 1.092 | 2.547 | 6.112 | 3.489 | -2.623 | 2.844 | 2.396 | 0.487 | 0.487 |
| 16 | 8,541 | 0.896 | 7,569 | 0.000 | 0.300 | 0.098 | 0.078 | 0.000 | 1.612 | 1.011 | 2.623 | 1.861 | 3.919 | 1.176 | 2.744 | 6.216 | 3.693 | -2.623 | 2.653 | 2.179 | 0.474 | 0.474 |
| 16 | 10,207 | 0.896 | 9,046 | 0.000 | 0.300 | 0.119 | 0.093 | 0.000 | 1.511 | 1.112 | 2.623 | 1.861 | 5.463 | 1.639 | 3.824 | 7.196 | 4.573 | -2.623 | 2.882 | 2.293 | 0.530 | 0.530 |
| 17 | 10,443 | 0.896 | 9,255 | 0.000 | 0.300 | 0.121 | 0.095 | 0.000 | 1.399 | 1.224 | 2.623 | 1.861 | 6.778 | 1.733 | 4.046 | 7.305 | 4.682 | -2.623 | 2.681 | 2.116 | 0.656 | 0.656 |
| 18 | 10,689 | 0.896 | 9,472 | 0.000 | 0.300 | 0.124 | 0.097 | 0.000 | 1.277 | 1.346 | 2.623 | 1.861 | 6.112 | 1.834 | 4.279 | 7.417 | 4.794 | -2.623 | 2.494 | 1.953 | 0.641 | 0.641 |
| 19 | 10,943 | 0.896 | 9,698 | 0.000 | 0.300 | 0.127 | 0.100 | 0.000 | 1.142 | 1.481 | 2.623 | 1.861 | 6.467 | 1.940 | 4.527 | 7.630 | 4.907 | -2.623 | 2.322 | 1.803 | 0.619 | 0.619 |
| 20 | 12,547 | 0.896 | 11,209 | 0.000 | 0.300 | 0.147 | 0.116 | 0.000 | 0.994 | 1.629 | 2.623 | 1.861 | 8.091 | 2.427 | 5.664 | 8.619 | 5.896 | -2.623 | 2.439 | 1.854 | 0.695 | 0.695 |
| 21 | 12,973 | 0.896 | 11,453 | 0.000 | 0.300 | 0.150 | 0.118 | 0.000 | 0.831 | 1.792 | 2.623 | 1.861 | 8.492 | 2.548 | 5.945 | 8.637 | 6.014 | -2.623 | 2.256 | 1.708 | 0.557 | 0.557 |
| 22 | 13,210 | 0.896 | 11,707 | 0.000 | 0.300 | 0.164 | 0.120 | 0.000 | 0.652 | 1.971 | 2.623 | 1.861 | 8.919 | 2.676 | 6.244 | 8.757 | 6.134 | -2.623 | 2.106 | 1.576 | 0.531 | 0.531 |
| 23 | 13,507 | 0.896 | 11,971 | 0.000 | 0.300 | 0.157 | 0.123 | 0.000 | 0.455 | 2.189 | 2.623 | 1.861 | 9.374 | 2.812 | 6.552 | 8.878 | 6.255 | -2.623 | 1.957 | 1.452 | 0.505 | 0.505 |
| 24 | 13,817 | 0.896 | 12,245 | 0.000 | 0.300 | 0.161 | 0.126 | 0.000 | 0.238 | 2.385 | 2.623 | 1.861 | 9.869 | 2.968 | 6.902 | 9.001 | 6.378 | -2.623 | 1.820 | 1.338 | 0.482 | 0.482 |

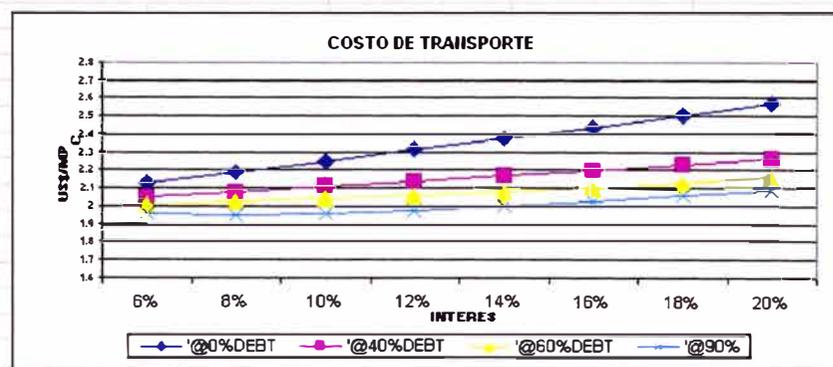
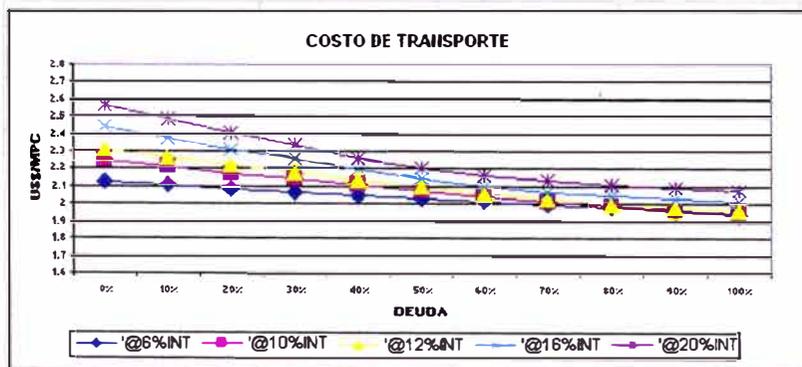


ANEXO N° 17 – ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO DE TRANSPORTE

ANALISIS SENSIBILIDAD DE LA TARIFA DE TRANSPORTE TRAMO LIMA - CHIMBOTE

| PORCENTAJE DE DEUDA (*) | COSTO DE TRANSPORTE | | | | | | | |
|-------------------------|---------------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | @ 6% INTERES | @ 8% INTERES | @ 10% INTERES | @ 12% INTERES | @ 14% INTERES | @ 16% INTERES | @ 18% INTERES | @ 20% INTERES |
| 0% | 2.1296 | 2.1889 | 2.2492 | 2.3107 | 2.3732 | 2.4369 | 2.5016 | 2.5675 |
| 10% | 2.1072 | 2.1582 | 2.2099 | 2.2624 | 2.3158 | 2.3701 | 2.4254 | 2.4818 |
| 20% | 2.0848 | 2.1289 | 2.1734 | 2.2185 | 2.2643 | 2.3108 | 2.3581 | 2.4064 |
| 30% | 2.0661 | 2.1032 | 2.1404 | 2.1778 | 2.2157 | 2.2542 | 2.2934 | 2.3334 |
| 40% | 2.0474 | 2.0775 | 2.1073 | 2.1371 | 2.1672 | 2.1977 | 2.2287 | 2.2605 |
| 50% | 2.0288 | 2.0518 | 2.0743 | 2.0965 | 2.1187 | 2.1418 | 2.1717 | 2.2031 |
| 60% | 2.0102 | 2.0262 | 2.0412 | 2.0558 | 2.0773 | 2.1018 | 2.1266 | 2.1577 |
| 70% | 1.9916 | 2.0005 | 2.0082 | 2.025 | 2.0438 | 2.0658 | 2.099 | 2.1336 |
| 80% | 1.973 | 1.9748 | 1.9833 | 1.9971 | 2.0613 | 2.0469 | 2.0782 | 2.1098 |
| 90% | 1.9543 | 1.9514 | 1.9609 | 1.9733 | 2.0007 | 2.029 | 2.0574 | 2.088 |
| 100% | 1.9357 | 1.9341 | 1.9384 | 1.9599 | 1.9856 | 2.0111 | 2.0393 | 2.0734 |

* PORCENTAJE DE DEUDA 0% SIGNIFICARÁ QUE EL FINANCIAMIENTO ES REALIZADO INTEGRAMENTE CON CAPITALES PROPIOS

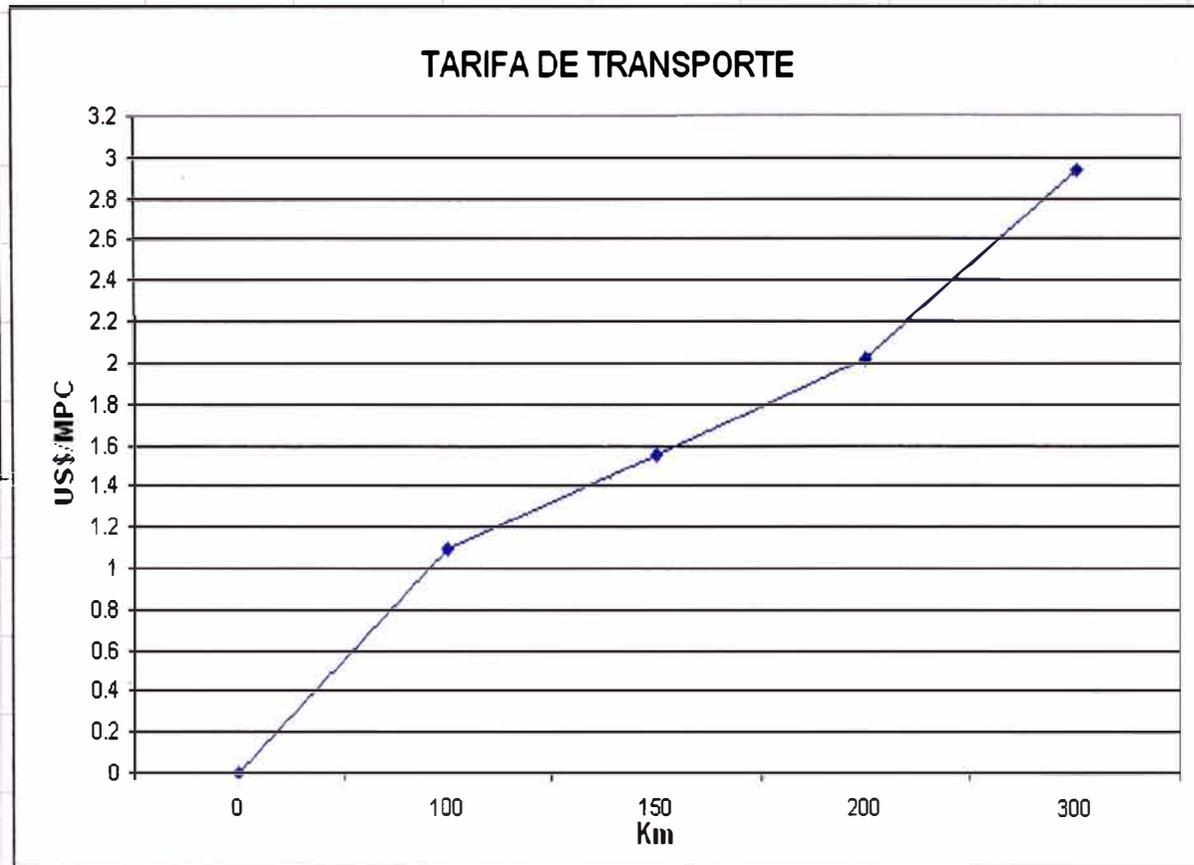


ANEXO N° 18 – COSTO DE TRANSPORTE RESPECTO A LA DISTANCIA

TARIFA DE TRANSPORTE RESPECTO A LA DISTANCIA

TRAMO *Camisea- Cusco*

| DISTANCIA (Km) | US\$:MPC (*) |
|----------------|--------------|
| 0 | 0 |
| 100 | 1.0945 |
| 150 | 1.5546 |
| 200 | 2.0148 |
| 300 | 2.9350 |

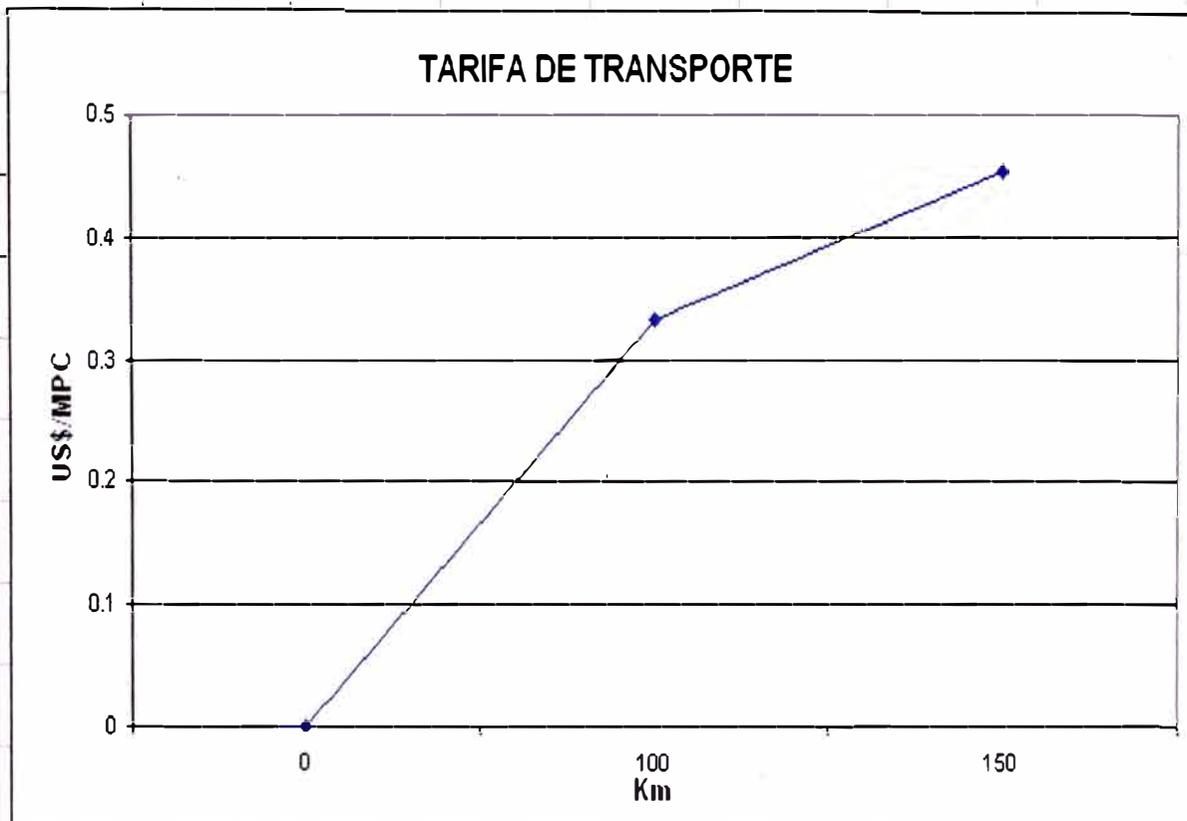


(*) CONSIDERANDO TASA DE INTERES 10% Y DEUDA DE 60%.

TARIFA DE TRANSPORTE RESPECTO A LA DISTANCIA

TRAMO LIMA - La Oroya

| DISTANCIA (Km) | US\$/MPC (*) |
|----------------|--------------|
| 0 | 0 |
| 100 | 0.3321 |
| 150 | 0.4535 |

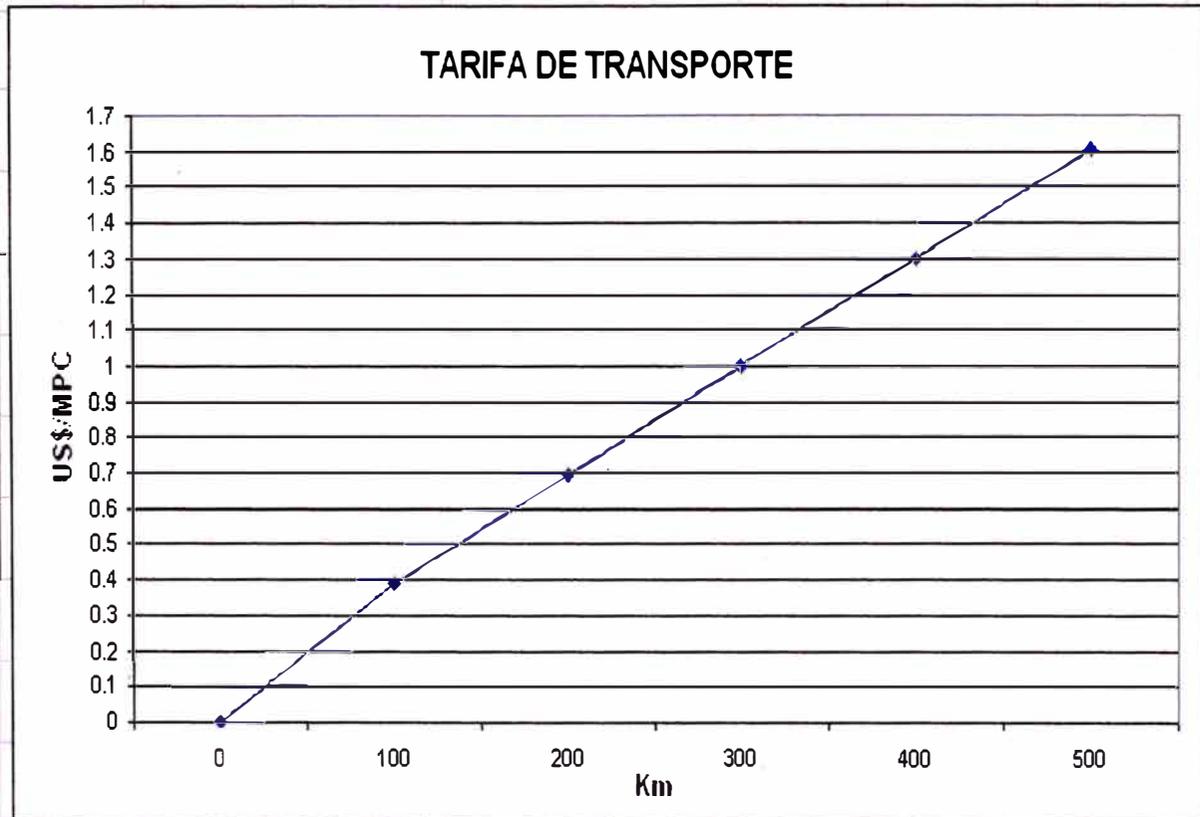


(*) CONSIDERANDO TASA DE INTERES 10% Y DEUDA DE 60%.

TARIFA DE TRANSPORTE RESPECTO A LA DISTANCIA

TRAMO LIMA - CHIMBOTE

| DISTANCIA (Km) ^(*) | US\$/MPC (*) |
|-------------------------------|--------------|
| 0 | 0 |
| 100 | 0.3873 |
| 200 | 0.6919 |
| 300 | 0.9966 |
| 400 | 1.3012 |
| 500 | 1.6058 |

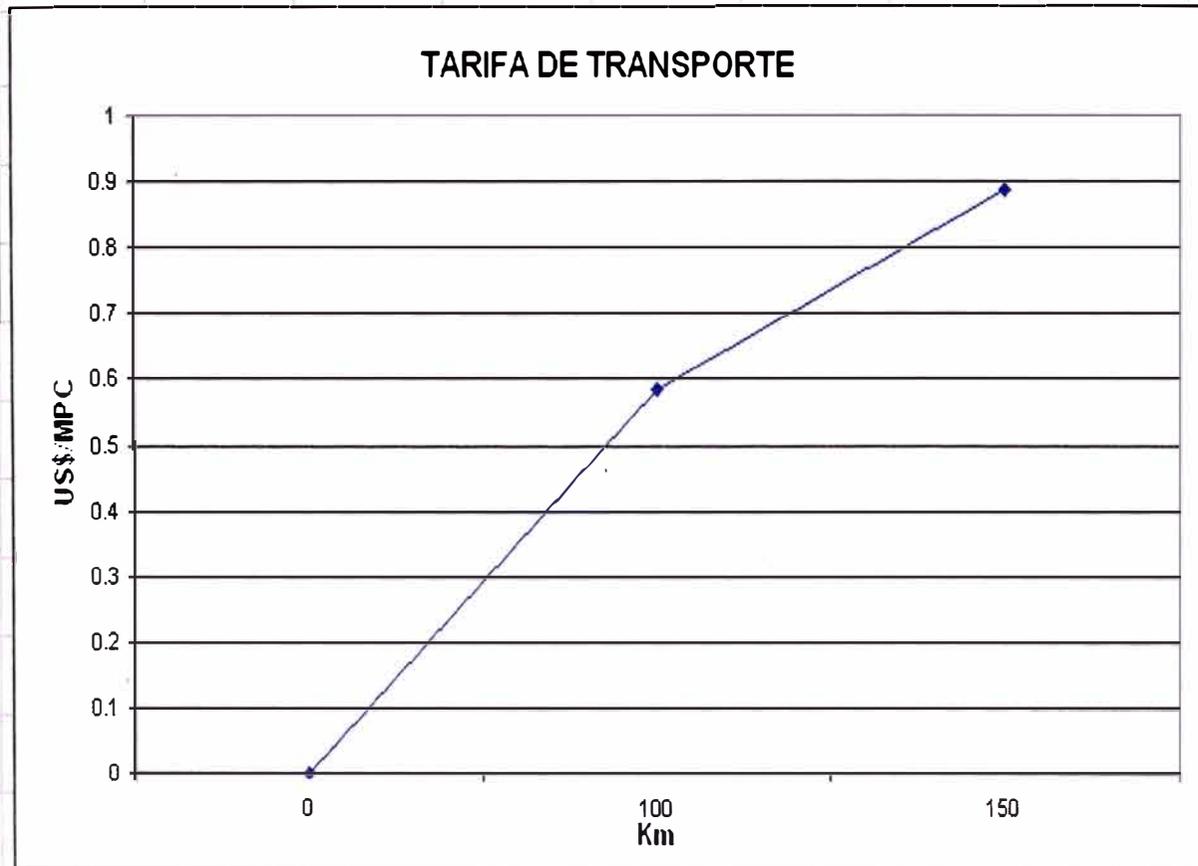


(*) CONSIDERANDO TASA DE INTERES 10% Y DEUDA DE 60%.

TARIFA DE TRANSPORTE RESPECTO A LA DISTANCIA

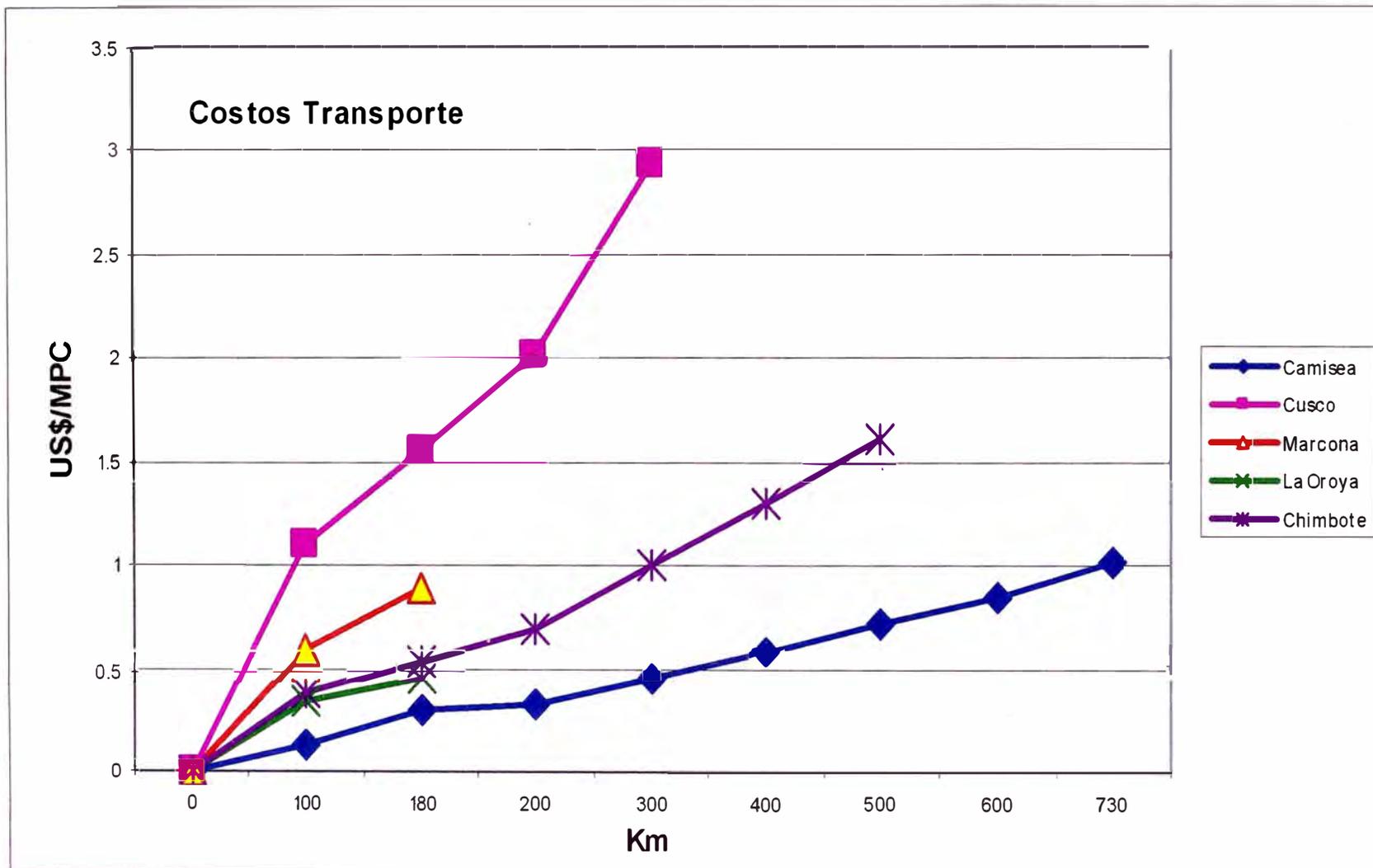
TRAMO *Nodo Ica - Marcona*

| DISTANCIA (Km) | US\$/MPC (*) |
|----------------|--------------|
| 0 | 0 |
| 100 | 0.5857 |
| 150 | 0.8862 |



(*) CONSIDERANDO TASA DE INTERES 10% Y DEUDA DE 60%.

ANEXO N° 19 – RESUMEN DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DE LOS PROYECTOS



ANEXO Nº 20 – TOPOLOGÍA DE LOS PROYECTOS DE GASODUCTOS EVALUADOS

